



Rechnungshof
Österreich

Unabhängig und objektiv für Sie.

Bericht des Rechnungshofes

Einführung intelligenter Messgeräte (Smart Meter)

III–227 der Beilagen zu den Stenographischen Protokollen des Nationalrates XXVI. GP

Reihe BUND 2019/1

Reihe NIEDERÖSTERREICH 2019/1

Reihe OBERÖSTERREICH 2019/1



Vorbemerkungen

Vorlage

Der Rechnungshof erstattet dem Nationalrat gemäß Art. 126d Abs. 1 Bundes–Verfassungsgesetz und den Landtagen der Länder Niederösterreich und Oberösterreich gemäß Art. 127 Abs. 6 Bundes–Verfassungsgesetz nachstehenden Bericht über Wahrnehmungen, die er bei einer Gebarungüberprüfung getroffen hat.

Berichtsaufbau

In der Regel werden bei der Berichterstattung punktweise zusammenfassend die Sachverhaltsdarstellung (Kennzeichnung mit 1 an der zweiten Stelle der Textzahl), deren Beurteilung durch den Rechnungshof (Kennzeichnung mit 2), die Stellungnahme der überprüften Stelle (Kennzeichnung mit 3) sowie die allfällige Gegenäußerung des Rechnungshofes (Kennzeichnung mit 4) aneinandergereiht.

Das in diesem Bericht enthaltene Zahlenwerk beinhaltet allenfalls kaufmännische Auf– und Abrundungen.

Der vorliegende Bericht des Rechnungshofes ist nach der Vorlage über die Website des Rechnungshofes „<http://www.rechnungshof.gv.at>“ verfügbar.

IMPRESSUM

Herausgeber: Rechnungshof
1031 Wien,
Dampfschiffstraße 2
<http://www.rechnungshof.gv.at>

Redaktion und Grafik: Rechnungshof
Herausgegeben: Wien, im Jänner 2019

AUSKÜNFTE

Rechnungshof
Telefon (+43 1) 711 71 – 8876
Fax (+43 1) 712 94 25
E-Mail presse@rechnungshof.gv.at

[facebook/RechnungshofAT](https://www.facebook.com/RechnungshofAT)
Twitter: @RHSprecher

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	7
Glossar	10
Kurzfassung	13
Kenndaten	20
Prüfungsablauf und –gegenstand	21
Ziele und Vorgaben auf europäischer Ebene	23
Allgemeines	23
EU–rechtliche Grundlagen	26
Gestaltungsmöglichkeit der Mitgliedstaaten	28
Organisation der Einführung in Österreich	30
Institutionelle Zuständigkeiten gemäß EIWOG 2010	30
Vorbereitung des Vorhabens durch das Wirtschaftsministerium	31
Vorbereitung des Vorhabens durch die E–Control	34
Zusammenwirken von Wirtschaftsministerium und E–Control	36
Umsetzung 2011 bis 2017	39
Kosten–Nutzen–Analyse	47
Rechtliche Grundlage	47
Beauftragung einer Kosten–Nutzen–Analyse durch die E–Control	48
Methodische Aspekte	51
Änderungen bis zur Veröffentlichung	53

Einsparpotenzial beim Energieverbrauch	56
Ergebnis der Kosten–Nutzen–Analyse	57
Aktualisierung der Analyse	59
Beraterbericht des Wirtschaftsministeriums	61
Finanzierung und Kostenanerkennung	63
Anforderungen an intelligente Messgeräte	67
Definition der Anforderungen	67
Umsetzung der Kundenschnittstelle	69
Umsetzung der Multi Utility–Schnittstelle durch die Netz NÖ	70
Technische Umsetzung des Opt–out–Rechts	72
Bestandsschutz	75
Datenschutz	76
Rechtliche Implementierung aus Sicht des Datenschutzes	76
EIWOG–Novelle 2013 und Opt–out–Recht	80
Datenschutz–Grundsätze und Lastprofil	84
Konsumentenschutz	87
Institutionelle Einbindung	87
Handhabung von Opt–out–Wünschen	88
Gesundheitsschutz	90

IT-Sicherheit (Cyber-Sicherheit) _____	94
Rahmenbedingungen und Entwicklung des Themas _____	94
Branchenspezifische Maßnahmen _____	99
Netz Niederösterreich GmbH _____	101
Projektorganisation _____	101
Projektumsetzung _____	102
Anpassungen des Umsetzungsplans 2012 _____	105
Entwicklung der Projektkosten _____	106
Operative Mehrkosten der Netz NÖ _____	107
Netz Oberösterreich GmbH _____	108
Leistungserbringung im Konzern _____	108
Projektorganisation _____	108
Projektumsetzung 2002 bis 2012 _____	109
Projektumsetzung ab 2013 _____	111
Entwicklung der Projektkosten der Netz OÖ _____	115
Operative Mehrkosten der Netz OÖ _____	115
Schlussempfehlungen _____	117
Anhang A: Zuständigkeiten im Überblick _____	120
Anhang B: Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger _____	121

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Intelligente und konventionelle Messgeräte _____	24
Tabelle 2:	Bestimmungen der Elektrizitäts-Binnenmarktrichtlinie 2009 ____	27
Tabelle 3:	Monitoringberichte der E-Control für die Berichtsjahre 2012 bis 2016 _____	43
Tabelle 4:	Empfohlener Ablauf einer Kosten-Nutzen-Analyse _____	51
Tabelle 5:	Untersuchte Szenarien _____	52
Tabelle 6:	Vergleich Ausschreibung – Endbericht _____	53
Tabelle 7:	Vergleich Angebot – Endbericht _____	54
Tabelle 8:	Vergleich Berichtsentwurf – Endbericht _____	55
Tabelle 9:	Ergebnis des empfohlenen Szenarios Nr. 2 der Kosten-Nutzen-Analyse _____	57
Tabelle 10:	Vergleich Kosten-Nutzen-Analyse (2010) und Aktualisierung (2011) _____	59
Tabelle 11:	Prüfung der Angemessenheit der operativen Mehrkosten der Ausrollung _____	65
Tabelle 12:	Mindestanforderungen – Empfehlungen der Europäischen Kommission _____	67
Tabelle 13:	Zählervarianten und Konfigurationen _____	73
Tabelle 14:	Anzahl der Zähler mit Opt-in- bzw. Opt-out-Konfigurationen _____	88
Tabelle 15:	Empfehlungen der Europäischen Kommission zur Datensicherheit _____	95

Tabelle 16: Sicherheitsanforderungen – Regelungen zum Stand der Technik _____	96
Tabelle 17: Projektumsetzung, Plan vom Dezember 2012 _____	102
Tabelle 18: Anpassungen des Umsetzungsplans der Netz NÖ _____	105
Tabelle 19: Auswertung von Vergleichsangeboten _____	112

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entscheidungsprozess und Einführungserfordernis gemäß EU-Vorgaben 2009 _____	28
Abbildung 2:	Institutionelle Zuständigkeiten und Rechtsgrundlagen ____	30
Abbildung 3:	Rechtsgrundlagen und Anpassungsbedarf _____	40
Abbildung 4:	Erbringung von Smart Meter-bezogenen Leistungen im Konzern _____	108
Abbildung 5:	Stand der Ausrollung Netz OÖ – Zielvorgaben laut IME-VO i.d.F. 2012 _____	114

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden)
AG	Aktiengesellschaft
Art.	Artikel
AVG	Allgemeines Verwaltungsverfahrensgesetz 1991, BGBl. Nr. 51/1991 i.d.g.F.
BGBl.	Bundesgesetzblatt
BMWFW	Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (Wirtschaftsministerium)
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
CEER	Council of European Energy Regulators (Rat der Europäischen Regulierungsbehörden)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DAVID–VO	Datenformat– und Verbrauchsinformationsdarstellungs–Verordnung, BGBl. II Nr. 313/2012, i.d.F. vom 23. März 2017
d.h.	das heißt
E–Control	Energie–Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts– und Erdgaswirtschaft
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts– und –organisationsgesetz, BGBl. I Nr. 110/2010, i.d.F. 2017
ENCS	European Network for Cyber Security (Europäisches Netzwerk für Cyber–Sicherheit)
END–VO 2012	Netzdienstleistungsverordnung Strom 2012, BGBl. II Nr. 477/2012, i.d.F. vom 16. Jänner 2018
ERGEG	European Regulators’ Group for Electricity and Gas (Gruppe der Europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Gas)
ESMA	European Smart Metering Alliance
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
EUR	Euro
(f)f.	folgend(e) (Seite, Seiten)
GHz	Gigahertz
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung

Hz	Hertz
ICNIRP	International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (Internationale Kommission zum Schutz vor nichtionisierender Strahlung)
i.d.(g.)F.	in der (geltenden) Fassung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IMA-VO 2011	Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung 2011, BGBl. II Nr. 339/2011, i.d.F. vom 25. Oktober 2011
IME-VO inkl.	Intelligente Messgeräte-Einführungs-Verordnung, BGBl. II Nr. 138/2012, i.d.g.F. inklusive
ISO	Internationale Organisation für Normung
IT	Informationstechnologie
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-Stunde(n)
Mio.	Million(en)
Mrd.	Milliarde(n)
Netz NÖ	Netz Niederösterreich GmbH
Netz OÖ	Netz Oberösterreich GmbH
NIS-Richtlinie	Netz- und Informationssicherheits-Richtlinie der EU, Richtlinie (EU) 2016/1148
NÖ	Niederösterreich
Nr.	Nummer
OÖ	Oberösterreich
ÖVE	Österreichischer Verband für Elektrotechnik
PC	Personal Computer
PLC	Powerline Communication (Datenübertragung über das Stromnetz)
rd.	rund
RH	Rechnungshof
RIS	Rechtsinformationssystem des Bundes
S.	Seite
TZ	Textzahl(en)
u.a.	unter anderem

v.a.	vor allem
V/m	Volt pro Meter
VO	Verordnung
WACC	Weighted Average Cost of Capital (gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)
WHO	World Health Organization (Weltgesundheitsorganisation)
Z	Ziffer
z.B.	zum Beispiel

Glossar

Ausrollungsquote

Anzahl der Zählpunkte pro Netzbetreiber, die mit intelligenten Messgeräten ausgestattet sind, in Prozent

Datenkonzentrator

Dieser befindet sich üblicherweise in der örtlichen Trafostation und dient zur Sammlung, Bündelung und Weitergabe von Messwerten der angeschlossenen Zähler an das zentrale IT-System des Netzbetreibers.

Energieeffizienz

das Verhältnis von Ertrag (an Leistung, Dienstleistung, Waren, Energie) zu Energieeinsatz

Endverbraucher

eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft, z.B. Haushalte, Gewerbe, Industrie und Landwirtschaft

Opt-in

englisch für „sich für etwas entscheiden“; ausdrückliche Zustimmung zu einer (Dienst-)Leistung

Opt-out

englisch für „sich abmelden“; ohne ausdrücklichen Widerspruch zu einer (Dienst-)Leistung wird automatisch eine Zustimmung vorausgesetzt

Powerline Communication (PLC)

Datenübertragung über die Stromleitung (im Gegensatz zur Funkübertragung); sie kommt z.B. bei der Übertragung von Messdaten vom Zähler zum Datenkonzentrator zum Einsatz

Privacy by Design

Datenschutz durch Technikgestaltung („eingebauter Datenschutz“); bereits in der Konzeption des Datenverarbeitungsvorgangs werden Datenschutz-Maßnahmen ergriffen

Privacy by Default

standardmäßiger Datenschutz; Datenschutz durch datenschutzfreundliche Voreinstellungen von Geräten und Geräteanzeigen (Displays)

Prosumer

Verbraucherinnen und Verbraucher, die einerseits Strom aus dem Netz beziehen und andererseits Strom aus erneuerbaren Energiequellen in das Stromnetz einspeisen.

Rollout

englisch für „Einführung“ bzw. „Ausrollung“; im Rahmen der Smart Meter-Einführung werden mechanische Stromzähler durch intelligente ersetzt

Sensitivitätsanalyse

Diese zeigt, ob eine als optimal befundene Lösung auch bei Veränderung bestimmter Parameter stabil bleibt und ermöglicht, Risiken und Chancen eines Projekts oder einer Entscheidungsalternative einzuschätzen.

Smart Grid

englisch für „intelligente Energienetze“; intelligente Energienetze verbinden alle Akteure des Energiesystems (Netze, Erzeuger, Speicher, Verbraucher) über ein zeitnahes und bidirektionales Kommunikationsnetzwerk; sie zielen auf einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb ab

Smart Meter

englisch für „intelligenter Zähler“; ein Smart Meter ist ein elektronisches Gerät zum Messen des Energieverbrauchs, welches digital zwischen Energieverbraucher, –versorger und –netz in jeweils beide Richtungen (bidirektional) kommunizieren kann

Zählpunkt

die Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der eine Strommenge messtechnisch erfasst und registriert wird

Wirkungsbereich

Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus

Land Niederösterreich

Land Oberösterreich

Die Einführung intelligenter Messgeräte (Smart Meter)

Kurzfassung

Der RH überprüfte die Einführung intelligenter Messgeräte (Smart Meter) beim damals zuständigen Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (**Wirtschaftsministerium**) – nunmehr liegt diese Kompetenz beim Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus – und bei der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (**E-Control**) sowie bei der Netz Niederösterreich GmbH und der Netz Oberösterreich GmbH. Im Fokus der Prüfung standen insbesondere die Organisation zur Vorbereitung des Vorhabens, die Qualität der Kosten-Nutzen-Analyse als Entscheidungsgrundlage, die Kostenanerkennung durch die E-Control, die Festlegung der Funktionsanforderungen sowie ausgewählte Themen der Bereiche Konsumentenschutz, Datenschutz und Cyber-Sicherheit. (TZ 32)

Ziele und Vorgaben auf europäischer Ebene

Bis 2020 sollen EU-weit 200 Mio. Stromzähler – davon 5,7 Mio. in Österreich – durch intelligente Geräte ersetzt werden, um die Energieeffizienz, das Netzmanagement sowie die Integration erneuerbarer Energie zu verbessern. Haushalte sollen durch zeitnahe Verbrauchsdaten und Tarifmodelle, die sparsamen Verbrauch belohnen, Anreize zu mehr Energieeffizienz erhalten. Es handelte sich um ein Vorhaben von hoher Komplexität – technisch, rechtlich und wirtschaftlich, aber auch hinsichtlich Verbraucherverhalten und sozialer Akzeptanz. Die Mitgliedstaaten konnten die Einführung intelligenter Messsysteme vorab einer Wirtschaftlichkeitsbewertung unterziehen. (TZ 2, TZ 3)

Österreich verpflichtete die Netzbetreiber, 95 % aller Zählpunkte bis zum Jahr 2019 mit intelligenten Stromzählern auszustatten und ging damit über das EU-Ziel von 80 % bis zum Jahr 2020 hinaus. Dies schränkte die Flexibilität für Netzbetreiber und Endverbraucher ein. (TZ 4)

Organisation der Einführung in Österreich

Die Rechtsgrundlagen für die Einführung intelligenter Messgeräte in Österreich stammen aus den Jahren 2010 bis 2012: das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (**EIWOG**) 2010 und drei Verordnungen – eine des Wirtschaftsministers und zwei des Vorstands der E-Control. (TZ 5)

Das Wirtschaftsministerium, das die Gesamtverantwortung für dieses energiepolitische Großvorhaben trug, beschränkte sich weitgehend auf rechtliche Aspekte der Vorbereitung. Es traf keine Vorkehrungen zur strategischen Begleitung dieses Großvorhabens und nahm seine Verantwortung nicht umfassend wahr. Die interministerielle Abstimmung erfolgte nicht ausreichend. Maßgebliche Institutionen und Interessengruppen erhielten nur Informations- und Anhörungsrechte, wiederholte Vorschläge zur Bildung von Arbeitsgruppen griff das Ministerium nicht auf. Es stützte sich im Wesentlichen auf die Expertise der E-Control und verzichtete auf das Know-how von Universitäten und Forschung. (TZ 6)

Die E-Control befasste sich schon früh mit dem Thema und trieb die Einführung ab 2006 dynamisch voran. Sie agierte jedoch nicht als neutrale, objektive Vermittlerin eines Innovationsprozesses. Es gelang ihr nicht, die Netzbetreiber, die eine abwartende Haltung einnahmen, als Partner zu gewinnen. Die Netzbetreiber übernahmen zwar die Ausführung der rechtlichen Vorgaben, ließen im Allgemeinen jedoch wenig „Ownership“ als innovative Unternehmen erkennen. Indem die E-Control den Netzbetreibern die Umsetzung in sehr kurzer Zeit gleichsam auferlegte, begab sie sich in eine strategisch ungünstige Position, die auch im Spannungsverhältnis zu ihrer Rolle bei der Kostenregulierung stand. (TZ 7)

Für die proaktive Rolle der E-Control in der Vorbereitung der Smart Meter-Einführung bestanden von 2006 bis Ende 2009 weder spezifische Rechtsgrundlagen noch ein Auftrag des Wirtschaftsministeriums mit Vorgaben zur Arbeitsteilung und Strategie. Mit der Einführungsverordnung vom April 2012 unterstützte der Wirtschaftsminister die von der E-Control präferierte rasche, flächendeckende Ausrollung. Wichtige, zum Teil schon seit 2009 bekannte eich- und datenschutzrechtliche sowie technische Fragen waren jedoch noch nicht geklärt. Dies erschwerte die Erreichung der Ausrollungsziele von Anfang an. Die Willensbildung und Entscheidungsfindung auf Ministerebene war im Allgemeinen nicht dokumentiert und nur zum Teil nachvollziehbar. (TZ 8, TZ 9)

Aus den jährlichen Monitoringberichten zogen E-Control und Wirtschaftsministerium keine Schlussfolgerungen; zur Überwachung der Ausrollung hatten sie keine geeigneten bzw. wirksamen Maßnahmen definiert und es bestanden negative Kompetenzkonflikte. (TZ 10, TZ 11)

Kosten–Nutzen–Analyse

Die Entscheidung des Wirtschaftsministers über die Einführung hing von der Durchführung einer Kosten–Nutzen–Analyse ab. Das Wirtschaftsministerium legte Zuständigkeit und Bedingungen einer qualitätsgesicherten Analyse nicht fest. (TZ 12)

Die von der E-Control beauftragte Kosten–Nutzen–Analyse wies Mängel auf und entsprach zum Teil nicht den gängigen methodischen Standards. Die Vorgangsweise gewährleistete keine objektive und ergebnisoffene Bewertung, sondern ließ eine Bestätigung zuvor bekannter und gefestigter Positionen des Auftraggebers erwarten. (TZ 14 bis TZ 16)

Die E-Control griff durch Änderungen gestaltend in den Berichtsentwurf des Auftragnehmers ein. Der Endbericht bekräftigte ihre bereits seit 2008 vertretene Position noch deutlicher als der Entwurf. Die angenommenen Energieeinspareffekte beeinflussten das Ergebnis maßgeblich; schon bei geringer Unterschreitung drohte das empfohlene Einführungsszenario unwirtschaftlich zu werden. In Begutachtungsverfahren wurden ab 2010 zum Teil gravierende Einwände gegen die Qualität und Plausibilität der Analyseergebnisse vorgebracht. Der Wirtschaftsminister nutzte die EU–rechtlich mögliche Frist (September 2012) nicht, um eine qualitätsgesicherte, fundierte Bewertung zu veranlassen. Im überprüften Zeitraum erfolgte auch keine Aktualisierung der Kosten–Nutzen–Analyse im Lichte der gewonnenen Erfahrungen. (TZ 17 bis TZ 21)

Laut Vorblatt zum Entwurf der Einführungsverordnung des Wirtschaftsministers empfahlen „zwei Kosten–Nutzen–Analysen“ – jene der E-Control und ein vom Ministerium beauftragter Beraterbericht – die Einführung intelligenter Messgeräte. Nur neun der insgesamt 84 Seiten des Beraterberichts befassten sich jedoch mit den Kosten und dem Nutzen des Vorhabens. Der unveröffentlichte, auch den damals leitenden Beamten der Energiesektion nicht vorliegende Beraterbericht schätzte die Gesamtinvestitionskosten auf rd. 1,10 Mrd. EUR und bezifferte jene der E-Control mit rd. 0,95 Mrd. EUR. (TZ 22, TZ 23)

Finanzierung und Kostenanerkennung

Die E-Control hatte kein Konzept, um ihre wiederholte Zusicherung – die Smart Meter–Einführung sei aus den bestehenden Messentgelten finanzierbar und werde keine Mehrkosten verursachen – im Zuge der Umsetzung überprüfen und ex post

belegen zu können. Im Rahmen der Regulierungssystematik 2014 bis 2018 der E-Control bestand das Risiko, dass für die Smart Meter-Einführung dem Grunde nach nicht gerechtfertigte bzw. mangels Vergleichbarkeit zu hohe Kosten anerkannt wurden. Eine nicht sachgemäße Herausrechnung der Smart Meter-Kosten konnte überdies auch spätere Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern verzerren. (TZ 24)

Anforderungen an intelligente Messgeräte

Während die EU-Bestimmungen auf intelligente Messsysteme abstellten, die den Marktteilnehmern bestimmte Dienstleistungen bieten sollten, richteten die österreichischen Regelungen den Fokus auf intelligente Messgeräte und deren technische Mindestfunktionalitäten, nicht zuletzt, weil diese Gerätefunktionalitäten für die Kosten- und Entgeltermittlung der E-Control Bedeutung hatten. Dies konnte den Einsatz künftiger technischer Innovationen beeinträchtigen. (TZ 25)

Die E-Control hatte in der Anforderungsverordnung 2011 die Problematik der schon vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung beschafften oder eingebauten intelligenten Messgeräte nicht berücksichtigt. Der Wirtschaftsminister nahm 2012 diese Geräte in der Einführungsverordnung – unzuständigerweise – von der Anforderungsverordnung aus. (TZ 29)

Datenschutz und Konsumentenschutz

Der Wirtschaftsminister delegierte die Entwurfsarbeiten für die Einführung intelligenter Messgeräte teilweise an die E-Control, die eine sehr detaillierte Datenerfassung befürwortete. Den Datenschutzrat bezog das Wirtschaftsministerium – trotz der beträchtlichen datenschutzrechtlichen Problematik – nicht in die Ausarbeitung des Gesetzesentwurfs ein. (TZ 30)

Das EIWOG 2010 räumte der E-Control weitgehende Freiheit bei der Gestaltung von Durchführungsverordnungen zur Festlegung der Anforderungen an intelligente Messgeräte und für die Auswahl der an die Stromlieferanten zu übermittelnden Daten ein. Die E-Control verabsäumte, den Datenschutzrat bei der Erlassung der Anforderungsverordnung einzubinden. Präzise Regelungen, welche Daten für welchen Zweck dienten, bestanden (bis 2013) nicht. (TZ 31, TZ 32)

Im Spannungsfeld zwischen den spezifischen Interessen von Lieferanten und Netzbetreibern sowie den Anforderungen des Maß- und Eichrechts fand der Datenschutz – obwohl ein Grundrecht im Verfassungsrang – vergleichsweise wenig Beachtung. (TZ 36)

Im parlamentarischen Gesetzgebungsverfahren zur Neugestaltung des ElWOG 2010 ergab sich im Mai 2013 – nach einer Anregung des Datenschutzrats – eine inhaltliche Verbesserung für den Datenschutz durch die Aufnahme einer Opt-out-Regelung in das Gesetz. (TZ 34)

Demnach hatten die Netzbetreiber den Wunsch von Endverbrauchern, kein intelligentes Messgerät zu erhalten (Opt-out), zu berücksichtigen. Die Umsetzung lag zunächst im Ermessen der Netzbetreiber, die dabei jedoch auch die Zielvorgaben der Einführungsverordnung (95 % Ausrollung bis 2019) zu beachten hatten. Dies warf Fragen zur diskriminierungsfreien Inanspruchnahme des Opt-out-Rechts und zur konkreten technischen Umsetzung auf. Die 2015 definierte technische Lösung war der „Digitale Standardzähler“, ein elektronisches Messgerät, bei dem Funktionen deaktiviert wurden. Die Deaktivierung konnte jederzeit rückgängig gemacht werden. In rechtlicher Hinsicht erfolgten weitere Klarstellungen zum Opt-out-Recht im Dezember 2017 mit der zweiten Novelle der Einführungsverordnung des – materiell dafür allerdings nicht zuständigen – Wirtschaftsministers. (TZ 28, TZ 35)

Die Netz Oberösterreich GmbH (**Netz OÖ**) setzte sich frühzeitig mit der Ablehnung intelligenter Stromzähler auseinander, etwa aufgrund von Datenschutzbedenken oder befürchteter Gesundheitsgefährdung durch elektromagnetische Felder. 2014 erließ sie eine interne Richtlinie zur einheitlichen Handhabung der Opt-out-Regelung. Der Anteil der bei der Netz OÖ beantragten Opt-out-Wünsche lag 2017 bei rd. 1,1 %, jener der anerkannten Opt-out-Fälle bei unter 1 %. (TZ 38)

Die Einbindung der Konsumentenschützerinnen und –schützer beschränkte sich weitgehend auf Informations- und Anhörungsrechte sowie beratende Mitsprache. Einwände und Bedenken blieben häufig ungeklärt. (TZ 37)

Österreich verfügte über keine verbindliche Rechtsgrundlage zum Schutz der Bevölkerung vor den Einwirkungen durch elektromagnetische Felder. Wirtschaftsministerium und E-Control setzten sich mit befürchteten gesundheitlichen Beeinträchtigungen durch Smart Meter nicht näher auseinander. Sie gaben keine eigenen Untersuchungen in Auftrag und machten einschlägige Untersuchungsergebnisse nicht zugänglich. Die Netz OÖ stellte 2007, 2011 und 2016 eigene Untersuchungen dazu an. Demnach blieb die Strahlenbelastung jeweils weit unter den Grenzwerten. (TZ 39, TZ 40)

IT-Sicherheit (Cyber-Sicherheit)

Wirtschaftsministerium und E-Control schufen die Rechtsgrundlagen und eine Einführungsverpflichtung für intelligente Messgeräte, ohne sich vorab mit der Sicherheit der Informations- und Kommunikationstechnik zu befassen. Die Anregung des

Datenschutzrats vom Februar 2011, dazu eine interministerielle Arbeitsgruppe einzurichten, wurde nicht aufgegriffen. Sicherheitsüberlegungen, die schon in der Konzeption zu berücksichtigen gewesen wären, starteten erst Ende 2012 mit einer Risikoanalyse. Forschungsberichte wiesen auf die – mit der breitflächigen Smart Meter–Einführung – wachsende Gefahr verschiedener Angriffsmöglichkeiten auf die Elektrizitätsinfrastruktur hin. (TZ 41)

Im Hinblick auf die Netz– und Informationssicherheits–Richtlinie 2016 der EU kooperierte die Branche verstärkt und errichtete gemeinsame Strukturen im Bereich der Cyber–Sicherheit. Zwischen Herstellern und Anwendern entwickelte sich eine Arbeitsteilung mit neuen, spezialisierten Funktionen für Prüfung und Zertifizierung. Diese konnten Risiken und Wahrscheinlichkeiten eines Schadens mindern, jedoch auch zu einer unklaren Verantwortung und Haftungsverteilung zwischen den Akteuren führen. (TZ 43)

Netz Niederösterreich GmbH

Ab Oktober 2009 führte die Netz Niederösterreich GmbH (**Netz NÖ**) das erste von mehreren Pilotprojekten durch. Das Projekt „Einführung Smart Metering in der EVN“ startete sie im Juli 2012. Der Projektauftrag stellte insbesondere darauf ab, die gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen und schloss Funktionen für intelligente Netze (Smart Grids) ausdrücklich aus. (TZ 45, TZ 46)

Vor Durchführung der Ausschreibungen strebte die Netz NÖ ein möglichst hohes Maß an Rechtssicherheit an. Aus Sicht der Netz NÖ verzögerte die in technischer Hinsicht erst Mitte 2015 geklärte Umsetzung des Opt–out–Rechts die Beschaffung um etwa zwei Jahre. Probleme der Lieferanten führten zu einem weiteren Verzug von rund zwei Jahren. Der Umsetzungsplan vom September 2017 wies gegenüber dem ersten Plan vom Dezember 2012 einen Verzug von vier Jahren aus. Unternehmensinterne Gründe für die Verzögerungen, wie etwa Mängel in der Projektorganisation, stellte der RH nicht fest. (TZ 47, TZ 48)

Nach Einschätzung der Netz NÖ würden die laufenden Betriebsaufwendungen annähernd gleich bleiben, die Investitionskosten sich jedoch auf längere Sicht etwa vervierfachen, vor allem wegen der geringeren Lebensdauer und der höheren Investitionskosten der intelligenten Zähler. (TZ 50, TZ 51)

Netz Oberösterreich GmbH

Die Leistungen für die Einführung und den Betrieb von Smart Metern erbrachten mehrere Konzerngesellschaften der Energie AG OÖ für die Netz OÖ im Rahmen konzerninterner Dienstleistungsverträge. Diese Organisation und das ebenso kom-

plexe Konzernmodell für Investitionen in Smart Metering erschwerten die Nachvollziehbarkeit der Kosten. (TZ 50, TZ 51)

Die Energie AG OÖ begann bereits im Jahr 2003 aus Gründen der Prozessverbesserung mit Vorbereitungen für die Einführung eines intelligenten Messwesens. Aufgrund technischer Probleme sowie wegen der ab 2010 geschaffenen Rechtsgrundlagen verschob sich die vertraglich vereinbarte Ausrollung der ersten 100.000 Zähler um vier Jahre. Die nachträgliche Anpassung an die rechtlichen Rahmenbedingungen führte auch bei der Netz OÖ zu einer erheblichen Verzögerung. Sie erreichte das Ziel der Einführungsverordnung (70 % Ausrollung bis Ende 2017) knapp. (TZ 52, TZ 53, TZ 55)

Die ursprünglich angenommenen Gesamtkosten erhöhten sich wegen Nachrüstungen und Preisanpassungen nach dem Inkrafttreten der Anforderungsverordnung bis zum Jahr 2017 um rd. 35 %. (TZ 57)

Die E-Control konnte mangels Vergleichsdaten anderer Netzbetreiber noch keine fundierten Kostenvergleiche anstellen. (TZ 58)

Empfehlungen

Auf Basis seiner Feststellungen hob der RH folgende Empfehlungen an das nunmehr zuständige Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus sowie an die E-Control hervor:

- Der weitere Verlauf der Einführung intelligenter Messgeräte sollte strategisch begleitet werden. Zu diesem Zweck sollten die interministerielle Kooperation mit den zuständigen Fachressorts für Cyber-Sicherheit, Datenschutz, Digitalisierung, Konsumentenschutz sowie Telekommunikation und Funk verstärkt und der Austausch mit Forschungs- und Wissenschaftsinstitutionen vertieft werden.
- Zur Vorbereitung und Umsetzung energiepolitischer Großvorhaben wären strategische Eckpunkte zu formulieren und eine Projektorganisation mit klaren Rollen und Regeln für das Zusammenwirken einzurichten.
- Es wäre ein geeignetes Regelwerk zu erarbeiten, um die Qualität von Entscheidungsgrundlagen für Großvorhaben zu verbessern.
- Es wäre eine qualitätsgesicherte Aktualisierung der Kosten-Nutzen-Analyse unter Berücksichtigung des aktuellen Stands der Smart Meter-Ausrollung durchzuführen. (TZ 59)

Kenndaten

Einführung intelligenter Messgeräte (Smart Meter)	
EU-Recht	<p>Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Jänner 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen, Art. 5 (Versorgungssicherheitsrichtlinie)</p> <p>Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates, Art. 13 (Effizienzrichtlinie)</p> <p>Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Art. 3, Abs. 11, Anhang I Abs. 2 (Binnenmarktrichtlinie)</p>
nationale Rechtsgrundlagen	<p>Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010, i.d.F. vom 26. Juli 2017</p> <p>Bundesgesetz, mit dem das Maß- und Eichgesetz geändert wird (Maß- und Eichgesetz – MEG), BGBl. I Nr. 72/2017, Fassung vom 19. Juni 2017</p> <p>Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO), BGBl. II Nr. 138/2012, i.d.F. vom 15. Dezember 2017</p> <p>Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011), BGBl. II Nr. 339/2011, i.d.F. vom 25. Oktober 2011</p> <p>Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Anforderungen an die Datenübermittlung von Netzbetreiber zu Lieferant und die Verbrauchsinformationen an die Endkunden festgelegt werden (Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-VO 2012 – DAVID-VO 2012), BGBl. II Nr. 313/2012, i.d.F. vom 23. März 2017</p> <p>Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012 – END-VO 2012), BGBl. II Nr. 477/2012, i.d.F. vom 16. Jänner 2018</p>

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2019	2020	2022
	Ausrollungsquote in % ¹								
Österreich									
Plan laut IME-VO 2012				10		70	95		
Ist 2016		3	5	7	9				
Plan laut IME-VO 2017								80	95
Netz Niederösterreich GmbH									
Plan 2012				10	40	70	95		
Plan (September 2017)							12	35	81
Netz Oberösterreich GmbH									
Plan 2006	16	18	22	36	52	69	97		
Ist 2017	16	19	22	37	52	70			
	Gesamtkosten für Österreich								
Schätzungen 2010 ²	0,798 bis 1,150 Mrd. EUR								

¹ von rd. 6 Mio. Zählpunkten für Strom (2015) in Österreich

² laut Bericht im Auftrag des Wirtschaftsministeriums 2010, Bandbreite oder Schätzungen (siehe [TZ 22](#))

Quellen: BMFWF; Netz OÖ; Netz NÖ; EU; RIS; Darstellung: RH

Prüfungsablauf und –gegenstand

1 (1) Der RH überprüfte von Oktober bis Dezember 2017 beim Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, bei der Energie–Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts– und Erdgaswirtschaft (**E–Control**) sowie bei der Netz Niederösterreich GmbH (**Netz NÖ**) und der Netz Oberösterreich GmbH (**Netz OÖ**) die Einführung intelligenter Messgeräte (Smart Meter). Mit Inkrafttreten der Bundesministeriengesetz–Novelle 2017¹ ressortierte das Energiewesen zum Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus. Der RH überprüfte daher das Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (kurz: **Wirtschaftsministerium**), der Adressat der Empfehlungen ist jedoch das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus.

Prüfungsziel war insbesondere die Beurteilung

- der Zweckmäßigkeit der Organisation zur Vorbereitung der Einführung von intelligenten Messgeräten im Bereich Strom,
- der Qualität der Kosten–Nutzen–Analyse als Entscheidungsgrundlage für die Erlassung der Verordnung zur Einführung von intelligenten Messgeräten,
- des Systems der Kostenprüfung und Kostenanerkennung durch die E–Control,
- der Festlegung der Anforderungen an intelligente Messgeräte sowie
- der getroffenen Maßnahmen zur Gewährleistung von Konsumentenschutz, Datenschutz und IT–Sicherheit (Cyber–Sicherheit).

Die Prüfungshandlungen des RH bezogen sich auf den Zeitraum 2006 bis 2017.

Nichtziele waren die Prüfung der Vergaben und der IT–Systeme selbst. Die Ausführungen beziehen sich auf Stromzähler, sofern nicht ausdrücklich anders angegeben.

(2) Die Beschaffung der erforderlichen Unterlagen und Informationen war zum Teil schwierig. Maßgebliche Personen waren zur Zeit der Gebarungsüberprüfung nicht mehr im Wirtschaftsministerium bzw. in der Regulierungsbehörde E–Control tätig und standen dem RH für Auskünfte daher nicht zur Verfügung. Die E–Control beantwortete einige Fragen des RH nicht oder nicht schlüssig. Auskunftersuchen des RH wurde zum Teil verzögert bzw. verspätet entsprochen.

¹ BGBl. I Nr. 164/2017 vom 28. Dezember 2017, in Kraft getreten am 8. Jänner 2018

(3) Zu dem im Juni 2018 übermittelten Prüfungsergebnis nahmen die E–Control, die Netz NÖ, die Energie AG OÖ und die Netz OÖ sowie das Land Niederösterreich im Juli 2018 und das Land Oberösterreich im August 2018 Stellung. Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus übermittelte seine Stellungnahme im September 2018.

Die Netz NÖ verzichtete auf die Abgabe einer qualifizierten Stellungnahme. Die niederösterreichische Landesregierung nahm das Prüfungsergebnis zur Kenntnis und sah von einer Stellungnahme ab. Auch die oberösterreichische Landesregierung verzichtete auf eine Stellungnahme.

Der RH übermittelte seine Gegenäußerungen an das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, an die E–Control sowie an die Netz OÖ im Jänner 2019.

(4) Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus verwies auf die konstruktive Zusammenarbeit mit dem Prüfteam des RH. Es habe die schwierige Beschaffung von Informationen durch uneingeschränkten Zugang zu elektronischen Akten sowie Beiziehung von nicht (mehr) in der Energiesektion tätigen Personen unterstützt. Die Empfehlungen des RH – modernes Projektmanagement, Qualitätssicherung bei Auftragsvergaben, Aktualisierung der Kosten–Nutzen–Analyse, verbesserte Fachinformation und Kommunikation über die Einführung von Smart Metern – seien für das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus überwiegend nachvollziehbar; es werde daher auf eine sukzessive Umsetzung hinwirken.

Die E–Control hielt fest, dass umfangreiche Unterlagen übermittelt worden seien und elf Gesprächstermine von jeweils mindestens zwei Stunden Dauer stattgefunden hätten. Aus ihrer Sicht habe sie dem RH alle wesentlichen Unterlagen vollständig übergeben.

(5) Der RH bestätigte die Kooperation des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus und die Erörterung sowie schriftliche Beantwortung der prüfungsrelevanten Fragen.

Er bestätigte auch die Gespräche und Unterlagenübermittlung der E–Control. Allerdings dauerte die Bereitstellung der am 18. Juli 2017 angeforderten Unterlagen (Frist 18. August 2017) trotz Urgenzen bis Mitte Dezember 2017. Einige Anforderungen blieben offen bzw. waren die übermittelten Unterlagen nicht aussagekräftig. Ergänzende Auskünfte erteilte die E–Control in mehreren Fällen nicht oder nur teilweise bzw. erst nach wiederholten Nachfragen.

Ziele und Vorgaben auf europäischer Ebene

Allgemeines

2.1 (1) Bis zum Jahr 2020 sollen in der EU 200 Mio. Stromzähler – davon 5,7 Mio. in Österreich – durch intelligente Geräte bzw. Systeme ersetzt werden. Das Vorhaben stellt in vielen EU-Ländern die größte Einzelinvestition in die Elektrizitätsinfrastruktur der letzten 20 bis 30 Jahre dar.

(2) Für Industrie- und Gewerbekunden erfolgt die Messung des Stromverbrauchs schon seit den 1990er Jahren durch Lastprofilzähler.² Die E-Control hob in ihrem Marktbericht 2007 hervor, dass es „anders als in den Ländern Italien, Schweden und Niederlande, die in den nächsten fünf Jahren flächendeckend innovative Messsysteme in deren Elektrizitätsmärkten eingeführt haben werden, [...] in Österreich keine derartigen signifikanten Treiber wie hohe Strompreise, hohen Stromverbrauch oder einen hohen Anteil nicht-technischer Netzverluste, die eine Einführung innovativer Messsysteme begründen“, gibt. Eine von der E-Control beauftragte, im Jahr 2010 veröffentlichte Studie³ zählte Österreich zu jenen Ländern in der EU, die für Haushalte ein geringes Potenzial für Lastverschiebung bzw. zur Reduktion von Lastspitzen aufwiesen.

(3) Intelligente Messgeräte erfordern, anders als konventionelle Stromzähler, eine entsprechende Kommunikations- und IT-Infrastruktur. Die erste Generation dieser Messgeräte verfügte noch über wenige Funktionen. Nachstehende Tabelle fasst einige der maßgeblichen Unterschiede zusammen:

² In Österreich sind – bei Kunden mit einer Anschlussleistung von 50 kW bzw. einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh/Jahr – rd. 30.000 Lastprofilzähler im Einsatz. Sie erfassen die durchschnittliche Leistung für jeweils 15 Minuten. Die Messwerte werden monatlich fernausgelesen.

³ Olmos L., Ruester S., Liang S.J., Glachant J.M.: Energy Efficiency Actions Related to the Rollout of Smart Meters for Small Consumers. A Report by the Florence School of Regulation for E-Control; Policy Papers RSCAS 2010/02, Florenz

Tabelle 1: Intelligente und konventionelle Messgeräte

	intelligente Messgeräte	konventionelle Messgeräte
Anzeige (Display)	– digitaler Zähler mit numerischer Anzeige	– analoger Zähler mit Drehscheibe
Bauart	– Halbleitertechnologie	– Induktionsprinzip
Messung	– Erfassung und Speicherung von Viertelstundenwerten, Tages- und Monatswerten im Zähler	– fortlaufende Erfassung (ohne Intervalle), fortlaufend kumulierter Verbrauchswert
Kommunikation	– (bidirektionale) Datenübertragung zwischen Kundenanlage und Netzbetreiber	– keine Datenübertragung
Ablesung	– automatische Fernauslesung	– manuelle Ablesung durch den Netzbetreiber bzw. durch die Endverbraucher
Beispiele für weitere Funktionen	– zeitnahe, benutzerfreundliche Verfügbarkeit der Messwerte für die Endverbraucher – Unterstützung des Netzmanagements – Import-/Export-Messung (erneuerbare Energie)	– keine
Verrechnung	– auf Basis zeitnaher Werte, die neue (zeitflexible) Tarifmodelle ermöglichen	– auf Basis der errechneten Differenz zwischen zwei (Jahres-)Verbrauchswerten
Lebensdauer	– etwa 15 bis 20 Jahre	– bis zu 40 Jahre

Quellen: Europäische Kommission; E-Control; Darstellung: RH

(4) Die Digitalisierung des Messwesens war Bestandteil einer weitergehenden Modernisierung der Stromnetze zu „intelligenten Netzen“ (Smart Grids). Diese sollen alle daran angeschlossenen Nutzer (Erzeuger, Verbraucher und Prosumer) „integrieren können, um ein wirtschaftlich effizientes, nachhaltiges Stromsystem mit geringen Verlusten, einer hohen Versorgungsqualität und einem hohen Niveau an Versorgungssicherheit und Betriebssicherheit zu gewährleisten.“⁴

An intelligente Messsysteme knüpften sich vielfältige Erwartungen:

- **Steigerung der Energieeffizienz der privaten Haushalte:** Bisher prognostizierten Energieversorger den Jahresstromverbrauch der privaten Haushalte anhand von Standardlastprofilen. Genaue Messung und zeitvariable Tarife sollen eine effiziente Energienutzung fördern.
- **Effizientere Prozesse bei Netzbetreibern:** Effizienzsteigerungen sollen vor allem durch Ablesung und An- bzw. Abschaltung aus der Ferne sowie im Kundenmanagement eintreten.
- **Entlastung der Netze, Nachfragesteuerung:** Verbraucher, die bei Lastspitzen ihren Verbrauch temporär reduzieren oder zeitlich verschieben, könnten Kosten sparen.

⁴ vergleiche Mitteilung der Europäischen Kommission, Intelligente Stromnetze, KOM(2011) 202

- **Verbesserte Integration der Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik:** Als Teil intelligenter Netze können Smart Meter die Abstimmung von nicht flexibler Einspeisung (z.B. aus Windkraftanlagen) und zeitflexiblem Verbrauch (z.B. Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Kühlanlagen) verbessern. Dies erlaube, wachsende Mengen an erneuerbarer Energie zu integrieren und könne den Bedarf an zusätzlichen Netz- und Erzeugungskapazitäten verringern.
- **Verbessertes Netzmanagement:** Die Europäische Kommission definierte ein modernisiertes Stromnetz als ein „um eine bidirektionale digitale Kommunikation zwischen Versorgern und Verbrauchern sowie intelligente Mess- und Überwachungssysteme“ ergänztes Netz.

2.2

Der RH hielt fest, dass intelligente Messsysteme u.a. die Energieeffizienz, das Netzmanagement sowie die Integration erneuerbarer Energie verbessern sollten. Die Einführung solcher Messsysteme stellte ein energiepolitisches Großprojekt von hoher Komplexität dar – technisch, rechtlich und wirtschaftlich, aber auch hinsichtlich Verbraucherverhalten und sozialer Akzeptanz.

Er hob hervor, dass in Österreich in den 2000er Jahren – anders als in Pionierländern wie Italien – keine Gründe bestanden, die eine sehr rasche, flächendeckende Einführung intelligenter Messgeräte zwingend nahegelegt hätten, wie etwa hohe Lastspitzen, häufige Stromausfälle oder nicht-technische Netzverluste.

2.3

Laut Stellungnahme des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus sei die Einführung intelligenter Messgeräte – nicht zuletzt aufgrund des Investitionsvolumens – ein wichtiges energiepolitisches Großvorhaben zur Umsetzung des Dritten EU-Binnenmarktpakets. Von Beginn an hätte politisch ein Konsens über die maßgeblichen Vorteile der Einführung (Steigerung der Energie- und Kosteneffizienz bei Endverbrauchern, mehr Effizienz im Netzbetrieb bzw. Netzmanagement und verbesserte Integration von erneuerbarer Stromerzeugung) bestanden.

EU–rechtliche Grundlagen

3 (1) Ab Mitte der 2000er Jahre schuf die EU mit der Messgeräterichtlinie 2004⁵ und der Versorgungssicherheitsrichtlinie 2005⁶ Voraussetzungen zur Modernisierung des Messwesens.

Bereits die Energieeffizienzrichtlinie 2006⁷ bezweckte, alle Endverbraucher mit individuellen Zählern zur Messung des Energieverbrauchs und der Nutzungszeiten auszustatten – „soweit technisch machbar, finanziell vertretbar und im Vergleich zu den potenziellen Energieeinsparungen angemessen.“

Das Dritte Binnenmarktpaket 2009 stellte darauf ab, die Energieeffizienz durch Marktinstrumente zu verbessern. Auch Haushalte sollten durch zeitnahe Verbrauchsdaten und Tarifmodelle, die Einsparungen belohnen, Anreize zu mehr Energieeffizienz erhalten.

Vor der Einführung intelligenter Messsysteme konnten die Mitgliedstaaten deren Wirtschaftlichkeit bewerten. Führt dies zu dem Schluss, dass eine Einführung erst bei „einem bestimmten Mindeststromverbrauch wirtschaftlich vernünftig und kostengünstig ist, sollten die Mitgliedstaaten dies bei der Einführung intelligenter Messsysteme berücksichtigen können.“⁸

⁵ Richtlinie 2004/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 über Messgeräte, Art. 6 und 8

⁶ Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Jänner 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen, Art. 5

⁷ Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen, Art. 13 (1)

⁸ Elektrizitäts–Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG, Erwägungsgrund Nr. 55

Tabelle 2: Bestimmungen der Elektrizitäts-Binnenmarktrichtlinie 2009

	Quelle	Bestimmungen mit Bezug auf intelligente Messgeräte
Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie ¹ (Teil des Dritten Binnenmarktpakets 2009)	Art. 3 Abs. 11	<ul style="list-style-type: none"> – Um die Energieeffizienz zu fördern, empfehlen die Mitgliedstaaten [...] nachdrücklich, dass die Elektrizitätsunternehmen den Stromverbrauch optimieren, indem sie bspw. <ul style="list-style-type: none"> – Energiemanagementdienstleistungen anbieten, – neuartige Preismodelle entwickeln oder gegebenenfalls – intelligente Messsysteme oder intelligente Netze einführen.
	Anhang I: Maßnahmen zum Schutz der Kunden Abs. 2	<ul style="list-style-type: none"> – Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, welche die aktive Beteiligung der Kunden am Stromversorgungsmarkt unterstützen. – Die Einführung dieser Messsysteme kann einer wirtschaftlichen Bewertung unterliegen, bei der alle langfristigen Kosten und Vorteile für den Markt und die einzelnen Verbraucher geprüft werden sowie untersucht wird, <ul style="list-style-type: none"> – welche Art des intelligenten Messens wirtschaftlich vertretbar und kostengünstig ist und – in welchem zeitlichen Rahmen die Einführung praktisch möglich ist. – Entsprechende Bewertungen finden bis 3. September 2012 statt. – Anhand dieser Bewertung erstellen die Mitgliedstaaten [...] einen Zeitplan mit einem Planungsziel von zehn Jahren für die Einführung der intelligenten Messsysteme. – Wird die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet, so werden mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet. – Die Mitgliedstaaten [...] sorgen für die Interoperabilität der Messsysteme, die in ihrem Hoheitsgebiet eingesetzt werden, und tragen der Anwendung der entsprechenden Normen und bewährten Verfahren [...] gebührend Rechnung.

¹ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt

Quellen: EUR-Lex; Darstellung: RH

(2) Auf Basis von Vorarbeiten der European Regulators' Group for Electricity and Gas (**ERGEG**)⁹ und nach Beiziehung des EU-Datenschutzbeauftragten veröffentlichte die Europäische Kommission im März 2012 „Empfehlungen zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme“. Diese betrafen insbesondere

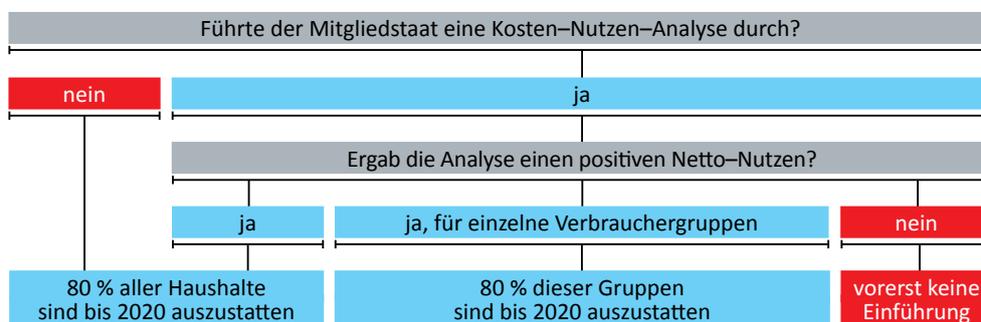
- die Anforderungen an die wirtschaftliche Bewertung (siehe **TZ 12 ff.**),
- die Anforderungen an die intelligenten Messsysteme (siehe **TZ 25 ff.**),
- die Gewährleistung des Grundrechts auf den Schutz personenbezogener Daten sowie der Datensicherheit (siehe **TZ 30 ff.**).

⁹ Die Gruppe der Europäischen Regulierungsbehörden für Strom und Gas wurde 2003 von der Europäischen Kommission eingerichtet als Beratungsorgan zur Unterstützung der Schaffung eines Energiebinnenmarkts. Mitglieder sind die Leiter der nationalen Regulierungsbehörden der 27 Mitgliedstaaten. Der Geschäftsführer der E-Control war ab 2006 Vizepräsident der ERGEG. (Nachfolgeorganisation ab 2011: Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren ACER.)

Gestaltungsmöglichkeit der Mitgliedstaaten

4.1 (1) In den EU-Verhandlungen über die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie im ersten Halbjahr 2009 hatte eine Reihe von Mitgliedstaaten, u.a. auch Österreich, Bedenken an der Wirtschaftlichkeit einer flächendeckenden Einführung geäußert. Das Verhandlungsergebnis räumte den Mitgliedstaaten letztlich Flexibilität in der Umsetzung ein (siehe **TZ 3**):

Abbildung 1: Entscheidungsprozess und Einführungsanforderung gemäß EU-Vorgaben 2009



Quellen: Binnenmarktrichtlinie 2009/72 EG inkl. Auslegungsvermerk; Darstellung: RH

Ein Bericht der Europäischen Kommission vom Juni 2014 über die bis dahin vorliegenden wirtschaftlichen Bewertungen¹⁰ ergab für 16 Mitgliedstaaten – darunter Österreich – positive Bewertungen, und für sieben negative oder unentschiedene Ergebnisse. Für vier Mitgliedstaaten lag im Jahr 2014 noch keine Kosten-Nutzen-Analyse vor.

(2) Die Erwägungen über die Art der Einführung beruhten u.a. auf Annahmen zum Verhalten der Marktakteure (v.a. Netzbetreiber, Lieferanten, Verbrauchergruppen) und ihrem Beitrag zur Zielerreichung. Die meisten Mitgliedstaaten wählten eine Einführungsverpflichtung, so auch Österreich. Eine Abwägung der Voraussetzungen und Bedingungen eines staatlichen Eingriffs sowie allfälliger Barrieren (z.B. mangelnde Investitionsbereitschaft und Technologieakzeptanz, höhere Kosten) war nicht dokumentiert.

Die Einführungsverpflichtung in Österreich richtete sich – wie in den meisten EU-Mitgliedstaaten – an die für das regulierte Messwesen zuständigen Netzbetreiber und betraf daher auch alle Haushalte. Dies umso mehr, weil Österreich deutlich über das EU-Ziel (Ausstattung von 80 % aller Zählpunkte bis zum Jahr 2020) hinausging und eine Verpflichtung für 95 % aller Zählpunkte bereits bis zum Jahr 2019 schuf.

¹⁰ Europäische Kommission, Die Einführung intelligenter Verbrauchsmesssysteme in der EU-27 mit Schwerpunkt Strom im Vergleich, COM(2014) 356 final, 17. Juni 2014

(3) Einzelne¹¹ österreichische Netzbetreiber bereiteten freiwillig schon ab Mitte der 2000er Jahre eine Umstellung vor, etwa weil größere Investitionen anstünden. Die meisten der österreichweit rd. 120 Netzbetreiber (darunter 40 größere, regulierte Unternehmen) zögerten jedoch, ohne finanzielle und rechtliche Absicherung in die neue Technologie zu investieren (siehe **TZ 7**). Der Nutzen dieser Investition kam Netzbetreibern, Energielieferanten und Energiedienstleistern sowie – in unterschiedlichem Maße – Verbrauchergruppen zugute.

(4) Seitens der Haushalte – vor allem jener mit geringem Verbrauch – bestand keine ausreichende Nachfrage, um intelligente Messgeräte flächendeckend einzuführen. Die erwartbare Ersparnis pro Haushalt und Jahr war mit 30 bis 50 EUR gering und erforderte darüber hinaus häufig auch private Investitionen in intelligente Haushaltsgeräte und Haustechnik.

Die Niederlande schätzten im Jahr 2008 den Marktanteil von intelligenten Messgeräten in einem liberalisierten Markt (ohne rechtliche Vorgabe, allein auf Basis der Nachfrage) auf höchstens 30 %. Im Jahr 2009 sprach ESMA¹² sich für eine „konzertierte Aktion“ aus, um intelligente Messsysteme für Haushalte und Kleinunternehmen einzuführen.

4.2

Der RH hielt fest, dass das EU-Recht den Mitgliedstaaten Flexibilität bei der Gestaltung der Einführung intelligenter Messsysteme einräumte. Mit diesen Gestaltungsmöglichkeiten setzten sich das Wirtschaftsministerium und die E-Control im Vorfeld wenig auseinander. Die Risiken einer verpflichtenden, flächendeckenden Einführung ohne Wahlmöglichkeit für die Kundinnen und Kunden wurden zu wenig bedacht.

Der RH hob kritisch hervor, dass Österreich zudem deutlich über das EU-Ziel – Ausstattung von 80 % aller Zählpunkte bis zum Jahr 2020 – hinausging und eine rechtliche Verpflichtung für eine Ausrollung von 95 % bis 2019 schuf. Dies schränkte die Flexibilität für Netzbetreiber und Haushalte ein.

Der RH wies ferner darauf hin, dass die Netzbetreiber im Allgemeinen wenig Investitionsanreiz hatten, zumal sich die Nutzeneffekte auf mehrere Akteure verteilten, auf Netzbetreiber aber auch auf Energielieferanten und Energiedienstleister sowie – in unterschiedlichem Maße – auf Verbrauchergruppen. Die Einsparpotenziale der Haushalte waren im Durchschnitt – vor allem für niedrige Verbrauchsklassen – gering.

¹¹ Energie AG OÖ, Linz AG, Stadtwerke Feldkirch

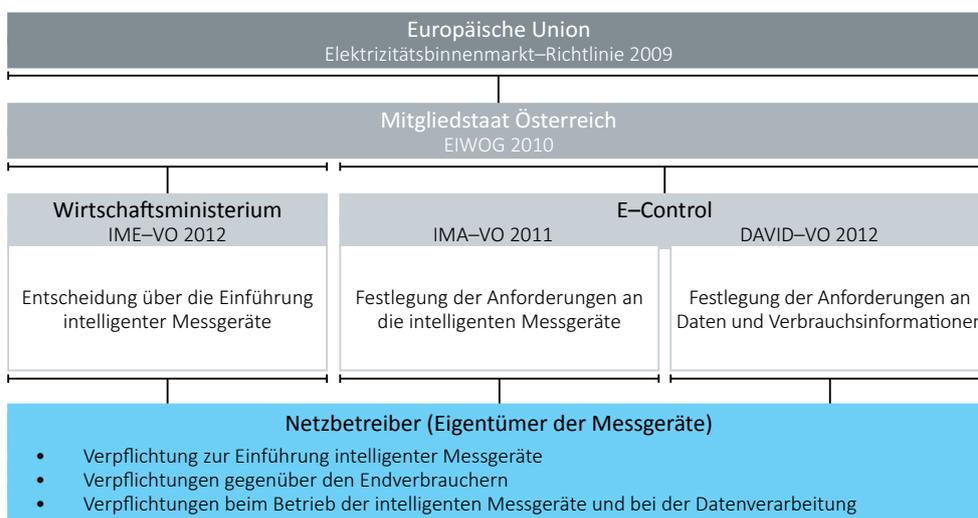
¹² European Smart Metering Alliance, eine von der Europäischen Kommission unterstützte Initiative zur Förderung der Entwicklung von Smart Metering in Europa

Organisation der Einführung in Österreich

Institutionelle Zuständigkeiten gemäß EIWOG 2010

5 (1) Die Umsetzung des Dritten Binnenmarktpakets¹³ vom August 2009 in nationales Recht fiel in die Zuständigkeit des Wirtschaftsministeriums. Das EIWOG 2010¹⁴ schuf die Rechtsgrundlage für die Einführung intelligenter Messgeräte in Österreich und legte in § 83 und § 84 auch die Aufgaben und die institutionellen Zuständigkeiten fest:

Abbildung 2: Institutionelle Zuständigkeiten und Rechtsgrundlagen



Anmerkung: Details siehe Tabelle Anhang A

Quellen: RIS; Darstellung: RH

Im Jahr 2013 wurden die einschlägigen Bestimmungen des EIWOG 2010 novelliert (siehe [TZ 34](#)), ebenso die IME-VO in den Jahren 2014 und 2017 (siehe [TZ 9](#), [TZ 28](#), [TZ 35](#)).

¹³ Drittes Liberalisierungspaket für den Energiebinnenmarkt, bestehend aus drei Verordnungen und zwei Richtlinien

¹⁴ mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 1998 (EIWOG, BGBl. I 143/1998) geändert wurde

Vorbereitung des Vorhabens durch das Wirtschaftsministerium

6.1

(1) Das Regierungsprogramm 2008 bis 2013 sah im Kapitel Energie eine „Prüfung von gesetzlichen Regelungen zur Einführung von Smart Metering und Smart Grids“ vor. Intelligente Messgeräte und Netze zählten auch zu den Maßnahmen der Klima- und Energiestrategie vom März 2010 sowie der Digital Roadmap 2016 der Bundesregierung.

(2) Gemäß § 3 Abs. 1 Bundesministeriengesetz 1986 i.d.g.F. hatten die Bundesministerien im Rahmen ihres Wirkungsbereichs alle Fragen wahrzunehmen und zusammenfassend zu prüfen, denen vom Standpunkt der Koordinierung bzw. zur vorausschauenden Planung der ihnen übertragenen Sachgebiete grundsätzlich Bedeutung zukam; sie hatten dabei auf alle Gesichtspunkte Bedacht zu nehmen, die seitens des Bundes für den Bereich der ihnen zugewiesenen Sachgebiete vom rechts-, verwaltungs- und wirtschaftspolitischen Standpunkt von Bedeutung waren.

Interministeriell stimmte sich das Wirtschaftsministerium regelmäßig mit dem Bundesministerium für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz (Konsumentenschutz) über das Vorhaben ab, nicht jedoch mit dem Bundeskanzleramt (Datenschutz, Cyber-Sicherheit) bzw. mit dem Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Telekommunikation, Funk, Energie- und Sicherheitsforschung).

Im Wirtschaftsministerium waren dafür die Sektion für Energie und Bergbau¹⁵ sowie die Fachabteilung für Maß- und Eichwesen¹⁶ zuständig. Das Ministerium bediente sich in hohem Maße der Expertise und der Ressourcen der Regulierungsbehörde E-Control und ersuchte regelmäßig um deren Beiträge und Entwürfe für einschlägige Ausarbeitungen.

(3) Informationen der Verwaltungsebene des Wirtschaftsministeriums an den Wirtschaftsminister¹⁷ betrafen vor allem die rechtliche Umsetzung des Dritten Binnenmarktpakets. Vorkehrungen zur strategischen Steuerung, Koordinierung und Begleitung des Großvorhabens traf das Wirtschaftsministerium nicht. Eine Projektorganisation mit definierten Zuständigkeiten, näheren Zielvorgaben und Zeitplänen, einem Konzept zur Einbindung der umsetzungsrelevanten Institutionen und Interessenvertretungen sowie zur Information der Öffentlichkeit war nicht eingerichtet.

¹⁵ nunmehr Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus

¹⁶ nunmehr Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort

¹⁷ Dr. Reinhold Mitterlehner

(4) Die Einbeziehung relevanter Interessengruppen beschränkte sich seitens des Wirtschaftsministeriums weitgehend auf Stellungnahmen in Begutachtungsverfahren sowie auf formelle Sitzungen des 2011 eingerichteten Energiebeirats¹⁸, in denen das Thema im Zeitraum 2011 bis 2017 drei Mal auf der Tagesordnung stand (siehe [TZ 30](#), [TZ 37](#)). Vorschläge des Datenschutzrats und der Sozialpartner, Arbeitsgruppen einzurichten, z.B. zu den Themen Datenschutz und Opt-out-Recht, griff das Wirtschaftsministerium nicht auf.

Eine Ausnahme bildete die Abklärung maß- und eichrechtlicher Fragen von Juli 2011 bis Februar 2013 durch die zuständige Fachabteilung des Wirtschaftsministeriums. Der gut dokumentierte Prozess, an dem eine größere Anzahl von Institutionen teilnahm, befasste sich v.a. mit seit 2009 bekannten eichrechtlichen Problemen, aber auch mit Datenschutz- und Konsumententhemen. Auf Basis dort erfolgter Klarstellungen erarbeitete die Branchenvertretung „Österreichs Energie“ 2013 ein Lastenheft als Arbeitsunterlage für Netzbetreiber zur Ausschreibung und Auswahl der Geräte (siehe [TZ 42](#)).

(5) Auf der Homepage des Wirtschaftsministeriums fanden sich mit Ausnahme der Rechtsgrundlagen keine Fachinformationen zur Einführung intelligenter Messgeräte.

(6) Die Finanzierung des Vorhabens erfolgte nicht aus öffentlichen Budgets – sondern letztlich über die Netzentgelte der Verbraucherinnen und Verbraucher – und unterlag daher nicht den Mechanismen und Kontrollen des regulären Budgetverfahrens.

6.2

Der RH beurteilte die Vorkehrungen des Wirtschaftsministeriums zur strategischen Steuerung, Koordinierung und Begleitung dieses energiepolitischen Großvorhabens während der mehrjährigen Umsetzung als unzulänglich. Er hielt kritisch fest, dass sich das zuständige Wirtschaftsministerium weitgehend auf rechtliche Aspekte der Vorbereitung beschränkte und nicht zusammenfassend prüfte bzw. koordinierte, um sich zu vergewissern, dass auf alle wesentlichen Gesichtspunkte des komplexen Vorhabens Bedacht genommen wurde. Nach Ansicht des RH nahm das Ministerium seine Verantwortung (Ownership) nicht in dem Maße wahr, wie im Bundesministeriengesetz gefordert und für den Erfolg notwendig. Überdies kam es auch seiner Aufgabe, den Zweck und Nutzen intelligenter Messsysteme – als Maßnahme zur Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung – zu verdeutlichen, nicht ausreichend nach.

¹⁸ Dem Energiebeirat obliegt gemäß E-Control-Gesetz, § 20 Abs. 2, u.a. die Begutachtung von Verordnungen, die vom zuständigen Bundesminister aufgrund des EIWOG 2010 erlassen werden.

Der RH erachtete die interministerielle Abstimmung als nicht ausreichend und hielt, neben dem für Konsumentenschutz zuständigen Bundesministerium für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz, auch die Beiziehung des Bundeskanzleramts – mit Bezug auf Datenschutz (bis Ende 2017) und Informationssicherheit – sowie des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie – hinsichtlich Telekommunikation, Funk sowie Energie- und Sicherheitsforschung – für sachlich geboten. Er bemängelte ferner, dass relevanten Interessengruppen nur Informations- und Anhörungsrechte bzw. Stellungnahmen in Begutachtungsverfahren eingeräumt wurden. Dies gewährleistete nicht, bei schwierigen Fragen wie etwa Datenschutz und Opt-out-Recht einen breiten Konsens und tragfähige Lösungen zu erzielen. Wiederholte Vorschläge zur Bildung von Arbeitsgruppen griff das Wirtschaftsministerium nicht auf, ebenso verzichtete es auf die Expertise von Universitäten und Forschungseinrichtungen.

Der RH empfahl dem nunmehr zuständigen Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, den weiteren Verlauf der Einführung intelligenter Messgeräte strategisch zu begleiten. Zu diesem Zweck sollten die interministerielle Kooperation mit den zuständigen Fachressorts für Cyber-Sicherheit, Datenschutz, Digitalisierung, Konsumentenschutz sowie Telekommunikation und Funk verstärkt und der Austausch mit Forschungs- und Wissenschaftsinstitutionen vertieft werden.

Ferner empfahl der RH dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, die Fachinformation und Kommunikation über das Vorhaben und seine strategische Bedeutung zu verbessern.

6.3

Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus verwies in seiner Stellungnahme auf die Novelle der IME-VO Ende 2017 (siehe [TZ 9](#)), welche die im Zuge der Ausrollung aufgetretenen Probleme aufgreife. Die Neuregelung räume den Netzbetreibern mehr Flexibilität bei der Zielerreichung ein und gewähre den Endverbrauchern – durch Klarstellung des Opt-out und Einfügung des Opt-in – mehr Selbstbestimmung.

Ferner betonte das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, dass die Pflicht, Endverbraucher über allgemeine Aspekte der Einführung von intelligenten Messgeräten zu informieren, gemäß § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 die E-Control treffe. Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus habe diese bereits angewiesen, die Informationen auf ihrer Homepage zu aktualisieren. Die E-Control habe als Monitoringstelle auf ihrer Homepage umfassende Fachinformationen zur Einführung von Smart Metern zu veröffentlichen. Sie seien über den Pfad „Konsumenten > Rund um's Netz“ sowie über „Marktteilnehmer > Strom“ abrufbar.

- 6.4** Der RH erwiderte dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, dass die Umsetzung eines komplexen Vorhabens auch eine strategische Steuerung braucht, um den angestrebten Nutzen im Verlauf der Umsetzung sicherzustellen.

Vorbereitung des Vorhabens durch die E-Control

- 7.1** (1) Die E-Control befasste sich ab 2005 mit der Einführung intelligenter Messsysteme und wirkte im Rahmen von Kooperations- und Beratungsgremien der nationalen Regulierungsbehörden (CEER und ERGEG¹⁹) auch auf EU-Ebene an der Gestaltung der einschlägigen Anforderungen und EU-rechtlichen Vorgaben mit. Der Geschäftsführer der E-Control war ab 2006 Vizepräsident der ERGEG.

(2) Bereits im Jahr 2006 veranlasste die E-Control die separate Ausweisung der Messentgelte, sodass „die mit etwaigen innovativen Messsystemen verbundenen Kosten aufwandsorientiert auf die Messentgelte umgelegt werden können“.

(3) Im Jahr 2008 führte sie das interne „Projekt Smart Metering“ mit neun Arbeitspaketen durch. Die Ausarbeitungen stützten sich u.a. auch auf Gespräche mit Netzbetreibern und Branchenverbänden, die eich- und datenschutzrechtliche Probleme aufzeigten und auf noch fehlende Standards bzw. Normen sowie offene Fragen der technologischen Entwicklung und der Finanzierung hinwiesen.

Im Herbst 2008 erachtete die E-Control die meisten Arbeitspakete – u.a. Mindestanforderungen, rechtlicher Rahmen, interne Bewertung – für abgeschlossen. Eine Roadmap beschrieb einen „Umsetzungszeitraum von fünf bis sieben Jahren für einen flächendeckenden, österreichweiten Rollout als angemessen und wirtschaftlich am sinnvollsten“. Höhere Kosten durch weniger Flexibilität für zeitlich, regional und kundenspezifisch angepasste Lösungen zog die E-Control dabei nicht in Betracht. Die im internen Projektbericht vom Oktober 2008 zusammengefassten Ergebnisse unterschieden sich in der Qualität der Ausarbeitung deutlich. Geplant war u.a. eine externe Kosten-Nutzen-Analyse.

(4) Laut Strategiepapier vom März 2009 strebte die E-Control bis 2015 die flächendeckende Einführung intelligenter Stromzähler an. Eine Vereinbarung mit der Energiewirtschaft sollte bis Ende 2009 die Rahmenbedingungen dafür regeln. Die im Juni 2009 zu Gesprächen eingeladenen Hersteller beurteilten den Zeitplan jedoch als sehr ambitioniert und verwiesen neuerlich auf eichrechtliche Probleme und EU-weit noch fehlende Standards.²⁰ Die E-Control erachtete dagegen die Akkordie-

¹⁹ Im Rat der europäischen Energieregulatoren (Council of European Energy Regulators, CEER) kooperieren die nationalen Regulierungsbehörden für Strom und Gas freiwillig. CEER bereitete die Positionen der Gruppe der Europäischen Regulierungsbehörden für Strom und Gas (ERGEG) vor.

²⁰ Die Europäische Kommission erteilte im März 2009 einen Normungsauftrag für intelligente Messgeräte (Mandat M/441); dessen Ergebnisse hätten bis Ende 2011 vorliegen sollen (siehe [TZ 24](#)).

zung der Mindestanforderungen an die Messgeräte (Funktionalitäten) und eines Einführungszeitplans als vorrangig.

(5) Im November 2009 zogen sich einzelne Verhandlungsteilnehmer zurück, weil sie das von der E-Control vorgegebene Tempo zur Fixierung der Rahmenbedingungen für übereilt hielten. Anfang Dezember 2009 legten die Netzbetreiber ihre Position wie folgt dar:

- Für Netzbetreiber seien nur Kundenabrechnungsdaten relevant; alle zusätzlichen Funktionalitäten solle die E-Control selbst festlegen. Für diese zusätzlichen Funktionalitäten sei zudem eine gesetzliche Absicherung (z.B. Datenschutz) und kostenmäßige Abdeckung erforderlich.
- Die Netzbetreiber seien prinzipiell bereit zur Umsetzung, allerdings nur sofern technisch machbar. Der Zeitrahmen müsse realistisch und technisch vollziehbar sein.

(6) In der Besprechung zur Umsetzung des Dritten Binnenmarktpakets am 11. Dezember 2009 ersuchte der Wirtschaftsminister die E-Control, ein Smart Metering-Konzept zu entwickeln.

In einer weiteren Besprechung mit dem Minister am 21. Jänner 2010 erging der Auftrag an die E-Control, die Gespräche mit der Branche zu finalisieren und bis Ende Februar einen Gesetzesvorschlag zu erstellen.

7.2

Der RH hielt fest, dass sich die E-Control schon früh – auch in EU-Gremien – mit den Anforderungen an intelligente Messsysteme befasste. Er hob die Dynamik hervor, mit der sie in den Jahren 2006 bis 2009 die Einführung intelligenter Messgeräte in Österreich vorantrieb. In der Überzeugung, das Vorhaben wäre sehr rasch und binnen weniger Jahre flächendeckend umzusetzen, strebte sie im Jahr 2009 eine Vereinbarung mit der Elektrizitätswirtschaft über eine Einführung bis Ende 2015 an.

Der RH wies kritisch darauf hin, dass die E-Control den Fokus einseitig auf die rasche Umsetzung des Vorhabens legte. Es gelang ihr nicht, die Netzbetreiber, die eine abwartende Haltung einnahmen, als Partner zu gewinnen. Nach Ansicht des RH agierte die E-Control wenig diskursiv und nicht als neutrale, objektive Vermittlerin eines Innovationsprozesses. Sie suchte nicht nach Möglichkeiten, um im Rahmen ihrer Regulierungstätigkeit Anreize zu setzen und Prozesse zur Lösung offener Fragen sowie zur Beseitigung von Hemmnissen und Barrieren zu initiieren. Vielmehr begab sie sich in eine strategisch ungünstige Position, indem sie den Netzbetreibern – gegen deren Vorbehalte – die Umsetzung großer Investitionsprojekte in sehr kurzer Zeit gleichsam auferlegte.

Die Netzbetreiber übernahmen in der Folge die Ausführung der rechtlichen Vorgaben, ließen im Allgemeinen jedoch wenig „Ownership“ als innovative Unternehmen erkennen. Aus Sicht des RH geriet die E-Control mit ihrem starken Engagement für die Einführung intelligenter Messgeräte in ein Spannungsverhältnis zu ihrer Rolle als Regulierungsbehörde, in der sie die Kosten dieser Investitionsvorhaben auf ihre Angemessenheit zu überprüfen hatte (siehe [TZ 24](#)).

Der RH empfahl der E-Control, Projekte und Aktivitäten im Einklang mit ihrer Rolle als Regulierungsbehörde zu verfolgen und dabei auf die ihr zur Verfügung stehenden Möglichkeiten und obliegenden Aufgaben Bedacht zu nehmen.

Zusammenwirken von Wirtschaftsministerium und E-Control

8.1 (1) Die E-Control agierte ab 2007 de facto als „benannte Behörde“²¹, die Planungsziele vorgab und sich um die Interoperabilität sorgte, obwohl diesbezügliche EU- und nationale Rechtsgrundlagen noch nicht existierten und ihre künftige Rolle und allfällige Benennung seitens des Wirtschaftsministeriums noch offen waren. Laut Strategiepapier vom März 2009 sah sich die E-Control als zuständig „für alle Fragen um die Liberalisierung des österreichischen Strom- und Gasmarktes“.

Ab Herbst 2008 grenzte das Wirtschaftsministerium die Regulierungstätigkeiten der E-Control und ihre „sonstigen Tätigkeiten im allgemeinen Interesse“ sukzessive klarer voneinander ab. Für die Vorbereitung der Smart Meter-Einführung verfügte das Ministerium jedoch von 2006 bis Anfang 2010 über keine näheren Vorgaben zur Arbeitsteilung und Strategie.

(2) Mit der IME-VO vom April 2012 unterstützte der Wirtschaftsminister die von der E-Control präferierte rasche, flächendeckende Ausrollung, obwohl viele Seiten – Netzbetreiber, Sozialpartner, Länder, Datenschutz, Forschung und Wissenschaft – Bedenken erhoben. Diese betrafen u.a. die fehlende technische und rechtliche Sicherheit für Ausschreibungen, die fehlende Standardisierung und mangelnde technische Reife der Geräte und Komponenten sowie Schwierigkeiten bei der Herstellung der Funktionsfähigkeit.

Das Wirtschaftsministerium und die E-Control schufen keine Struktur und initiierten keine Prozesse, um offene Fragen arbeitsteilig zu lösen, Schlussfolgerungen aus internationalen und nationalen Erkenntnissen zu ziehen und relevante Akteure zu vernetzen. Eine umfassende Bedachtnahme auf die technischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und sozialen Aspekte des Vorhabens – unter Beiziehung breiterer Kreise aus Wissenschaft und Forschung sowie Einbindung der maßgeblichen Interessengruppen – und eine zusammenfassende Prüfung waren nicht gewährleistet.

²¹ laut Anhang 1 zur Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG, Abs. 2

(3) Die Willensbildung und Entscheidungsfindung im Wirtschaftsministerium und die im EIWOG 2010 vorgesehene Anhörung der E-Control konnte der RH nur zum Teil anhand von Dokumenten nachvollziehen. Laut übereinstimmender Auskunft des Wirtschaftsministeriums sowie der E-Control erfolgte sie vor allem auf Ebene des Wirtschaftsministers bzw. des Ministerbüros und der Geschäftsleitung der E-Control. Für den institutionellen Gleichklang bei der Umsetzung des Vorhabens sprach die Bestellung eines Abteilungsleiters der E-Control zum Leiter der Energie-sektion des Wirtschaftsministeriums im August 2011.

8.2

Der RH wies auf Mängel in der Vorbereitung und Organisation dieses Großvorhabens hin, die sich in der Umsetzung als wenig förderlich erwiesen. Er kritisierte insbesondere, dass

- die E-Control sich ab 2007 in umfassender Weise als zuständig für die Vorbereitung des Vorhabens sah, dies jedoch ohne spezifische Rechtsgrundlage sowie ohne klare Arbeitsteilung und strategische Abstimmung mit dem Wirtschaftsministerium,
- das Wirtschaftsministerium für die Umsetzung ab 2010 keine Projektorganisation einrichtete, obwohl der Wirtschaftsminister aufgrund seiner Einführungsentscheidung die Gesamtverantwortung für das Vorhaben trug,
- keine Gewähr bestand, dass in der Projektumsetzung jeweils die besten Lösungen und ein breit abgesicherter, informierter Konsens gefunden wurde, weil maßgebliche Interessengruppen bzw. Wissenschaft und Forschung nicht systematisch eingebunden wurden,
- die Willensbildung und Entscheidungsfindung im Wirtschaftsministerium, insbesondere auf Ministerebene, im Allgemeinen nicht dokumentiert und nur zum Teil nachvollziehbar war.

Der RH empfahl dem nunmehr zuständigen Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus sowie der E-Control, zur Vorbereitung und Umsetzung energiepolitischer Großvorhaben strategische Eckpunkte zu formulieren und eine Projektorganisation mit klaren Rollen und Regeln für das Zusammenwirken einzurichten. Um die Qualität der Vorbereitung zu gewährleisten, sollte auch die Expertise aus Forschung und Wissenschaft beigezogen und die Einbindung maßgeblicher Interessengruppen gewährleistet werden.

8.3

(1) Laut Stellungnahme des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus liege die Einrichtung eines modernen Projektmanagements im Interesse des Ressorts. Es werde darauf hingewirkt, dass für (Groß-)Vorhaben passende Projekt-

pläne unter Festlegung von Parametern für die Einbindung von Stakeholdern, Interessengruppen, wissenschaftliche Begleitung, Zeitpläne, Meilensteine und Qualitätssicherungsmaßnahmen konzipiert und umgesetzt werden.

Der Empfehlung, für energiepolitische Großvorhaben eine Projektorganisation mit klaren Rollen und Regeln einzurichten, werde beispielsweise bei der Vorbereitung der künftigen Rechtsgrundlagen bereits entsprochen; dies sei künftig auch bei anderen Vorhaben – insbesondere zur Umsetzung der **#mission 2030**²² – beabsichtigt.

(2) Laut Stellungnahme der E-Control seien die Zuständigkeiten rechtlich klar zwischen den Akteuren aufgeteilt. Die E-Control habe alle ihr übertragenen Aufgaben erfüllt: Gemäß § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 habe der Wirtschaftsminister am 24. April 2012 die IME-VO erlassen. Die E-Control habe gemäß § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 die Anforderungen an intelligente Messgeräte, die bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmung in Ansatz zu bringen sind, durch Verordnung festgelegt. Das Gesetz selbst gebe bereits weitgehend vor, über welche Funktionalitäten ein intelligentes Messgerät zu verfügen habe. Die IMA-VO 2011 sei von der E-Control erlassen und am 25. Oktober 2011 kundgemacht worden. Weiters habe die E-Control die DAVID-VO 2012 erlassen, die die Übermittlung der Daten vom Netzbetreiber an den Lieferanten (§ 84a Abs. 2 EIWOG 2010), die Anforderungen zur Darstellung der Verbrauchsdaten durch den Netzbetreiber (§ 84 Abs. 7 EIWOG 2010), die Anforderungen zur Darstellung der Verbrauchs- und Stromkosteninformation bei Messung durch intelligente Messgeräte (§ 81a Abs. 4 EIWOG 2010) sowie die Verbrauchs- und Stromkosteninformation für Endverbraucher ohne intelligentes Messgerät (§ 81b EIWOG 2010) regle. Diese Verordnung sei durch BGBl. I Nr. 468/2013 novelliert worden. Begleitend dazu würden die Marktprozesse im Rahmen der Sonstigen Marktregeln laufend weiterentwickelt.

8.4

Der RH entgegnete der E-Control, dass die Einführung intelligenter Messgeräte neben rechtlichen Verordnungskompetenzen auch eine geeignete Projektorganisation erfordert hätte, um für zahlreiche noch offene Fragen tragfähige Lösungen zu finden. Aus Sicht des RH wurde dies verabsäumt.

Weiters hielt der RH fest, dass die Ausführungen der E-Control, sie sei bei Erlassung der IMA-VO 2011 an weitgehende gesetzliche Vorgaben zu den Funktionalitäten intelligenter Messgeräte gebunden gewesen, nicht den Tatsachen entsprechen. Vielmehr war sie zum damaligen Zeitpunkt bei der Festlegung dieser Funktionalitäten angesichts des Gesetzestextes völlig frei (siehe **TZ 31**). Erst die EIWOG-Novelle 2013 behob diese mangelnde gesetzliche Determinierung der Verordnungsermächtigung.

²² integrierte Klima- und Energiestrategie der Bundesregierung vom Mai 2018

Umsetzung 2011 bis 2017

Rechtliche Anpassungen

9.1 (1) In den Jahren 2011 und 2012 erließen der Wirtschaftsminister und der Vorstand der E-Control die im ElWOG 2010 vorgesehenen Verordnungen zur Einführung intelligenter Messgeräte, obwohl wesentliche technische und rechtliche Themen noch einer Klärung bedurften. Dies betraf v.a. eich- und datenschutzrechtliche Probleme, die seit 2009 bekannt waren, jedoch erst Anfang 2015 – auf Grundlage der Ergebnisse einer von Juli 2011 bis Februar 2013 tätigen Arbeitsgruppe unter Leitung des Wirtschaftsministeriums – zu einer Novelle des Maß- und Eichgesetzes führten.

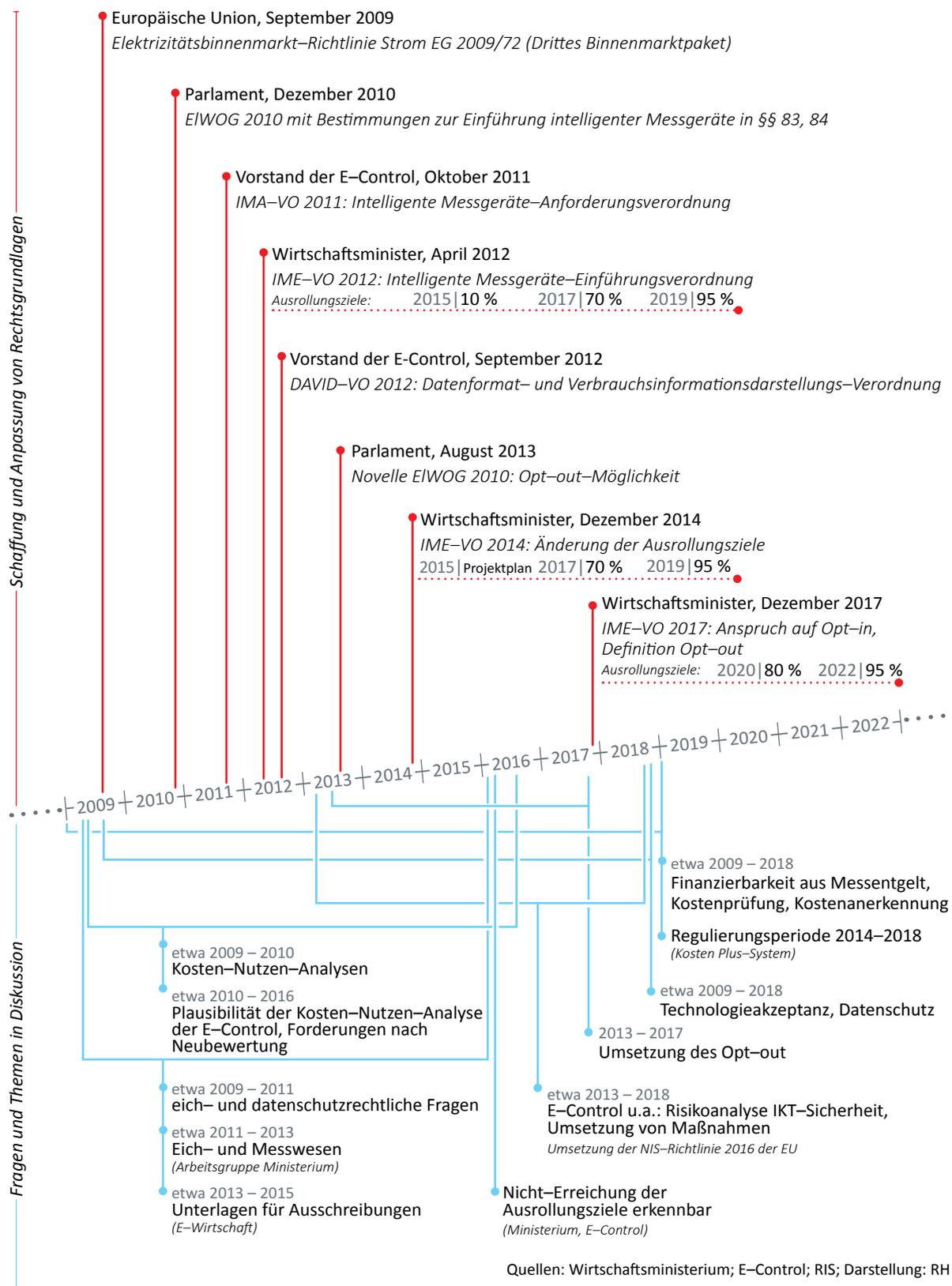
Die unzulänglichen Datenschutzbestimmungen des ElWOG 2010 führten im Jahr 2013 zu einer Novelle sowie zur Einführung eines Opt-out-Rechts, dessen Umsetzung in technischer und rechtlicher Hinsicht weiterer Klärungen bedurfte, die insgesamt vier Jahre dauerten (siehe [TZ 28](#), [TZ 34](#), [TZ 35](#), [TZ 38](#)).

Ab 2013 gewannen überdies Fragen der Sicherheit der Informations- und Kommunikationssysteme der Netzbetreiber (IT-Sicherheit, Cyber-Sicherheit) zunehmend an Bedeutung; dies auch vor dem Hintergrund EU-rechtlicher Entwicklungen und Initiativen zum Schutz kritischer Infrastrukturen und zur Erhöhung der Netz- und Informationssicherheit (siehe [TZ 41](#) f.).

(2) Die ausständige Klärung technischer und rechtlicher Fragen trug dazu bei, dass sich auf Ebene der Netzbetreiber die Vorbereitungen für die Ausschreibungen verzögerten (siehe [TZ 47](#)). Ende 2014 erfolgte die erste Anpassung der IME-VO 2012, nachdem sich die Nichterreicherung des ersten Meilensteins (10 % Ausrollungsquote im Jahr 2015) abzeichnete.

Da in der Folge auch der zweite Meilenstein (70 % Ausrollungsquote im Jahr 2017) nicht zu erreichen war, passte das Wirtschaftsministerium Ende 2017 die IME-VO neuerlich an:

Abbildung 3: Rechtsgrundlagen und Anpassungsbedarf



(3) Die Mitgliedstaaten haben Gesetze, mit denen sie Rechtsvorschriften der EU umsetzen, der Europäischen Kommission zu notifizieren. Das Wirtschaftsministerium notifizierte im Februar 2011 das EIWOG 2010 und im September 2013 die Novelle zum EIWOG 2010. Eine Notifizierung der IME-VO 2012, die das Ausrollungsziel von 95 % bis 2019 festlegte, war nicht erforderlich und erfolgte daher auch nicht.

Dennoch beantworteten der Wirtschaftsminister sowie der zuständige Sektionschef in den Jahren 2014 bis 2016 Schreiben von Bürgerinnen und Bürgern, Interessenvertretungen und politischen Organisationen, in einem Fall auch des Niederösterreichischen Landtags, die eine Neubewertung des Vorhabens und Änderungen verlangten, mit einer sachlich nicht richtigen Auskunft:

- Das Rollout-Ziel – 95 % aller Zählpunkte bis Ende 2019 mit intelligenten Messgeräten auszustatten – habe die Europäische Kommission notifiziert und genehmigt.
- Eine Rücknahme von notifizierten Richtlinien-Umsetzungsmaßnahmen würde ein Vertragsverletzungsverfahren bedeuten.

9.2

Der RH wies kritisch darauf hin, dass die Verordnungen zu den Anforderungen an die Geräte und zur Einführung samt Zeitplan und Ausrollungszielen in den Jahren 2011 und 2012 bereits erlassen wurden, obwohl wesentliche, zum Teil schon seit 2009 bekannte eich- und datenschutzrechtliche sowie technische Fragen noch immer nicht geklärt waren. Dies trug ebenso zur Nichteinhaltung des ursprünglichen Ausrollungsziels bei wie die zögerliche Umsetzung der vom Parlament im Jahr 2013 geschaffenen Opt-out-Möglichkeit.

Der RH kritisierte ferner, dass die Antwortschreiben der Jahre 2014 bis 2016 des Wirtschaftsministers und des zuständigen Sektionschefs im Wirtschaftsministerium an Interessenvertretungen und politische Organisationen sowie an Bürgerinnen und Bürger den Zeitplan zur Einführung intelligenter Messgeräte regelmäßig als nicht oder nur schwer veränderbar und mit dem Risiko eines EU-Vertragsverletzungsverfahrens behaftet darstellten. Diese Darstellung entsprach jedoch nicht den Tatsachen.

9.3

(1) Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus führte in seiner Stellungnahme aus, dass im Zeitraum 2010 bis 2012 aufgrund der Komplexität des Vorhabens der Aufbau von Know-how im Vordergrund gestanden sei. Gleichzeitig habe sich der Prozess der Standardisierung der Geräte (Mandat M/441, siehe [TZ 25](#)) stetig weiterentwickelt. Vor diesem Hintergrund und angesichts der in der Praxis aufgetretenen Herausforderungen technischer, wirtschaftlicher sowie daten-

schutz- und konsumentenschutzrechtlicher Natur habe sich das Vorhaben als Work-in-Progress dargestellt, in dessen Verlauf der Gesetzgeber und der Wirtschaftsminister wiederholt mit Anpassungen der Rechtsgrundlagen (EIWOG-Novelle 2013, Änderungen der IME-VO 2014 und 2017) reagiert hätten.

(2) Laut Stellungnahme der E-Control zur Organisation der Einführung in Österreich seien die Netzbetreiber gemäß § 83 Abs. 1 dritter Satz EIWOG 2010 im Fall der Erlassung der IME-VO zu verpflichten gewesen, jene Endverbraucher, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, mit intelligenten Messgeräten auszustatten, über die Einführung, insbesondere auch über die Kostensituation, die Netzsituation, Datenschutz und Datensicherheit und Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern, Bericht zu erstatten und die Endverbraucher zeitnah über den Einbau eines intelligenten Messgeräts sowie die damit verbundenen Rahmenbedingungen zu informieren.

9.4

(1) Der RH entgegnete dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, dass zahlreiche Probleme gerade durch die zu ambitionierten Einführungsziele entstanden.

(2) Der RH erwiderte der E-Control, dass sich die Umsetzung von Großinvestitionen nicht in der Erfüllung von Rechtsvorschriften erschöpft. Letztlich tragen die Netzgesellschaften auch die Verantwortung für die Zweckmäßigkeit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen.

Monitoring und Projektüberwachung der E-Control

10.1

(1) Die E-Control hatte über die Einführung der intelligenten Messgeräte jährlich einen Bericht (Monitoringbericht) zu erstatten.²³ Auf Grundlage der im April 2012 erlassenen IME-VO des Wirtschaftsministers forderte sie im März 2013 erstmalig Daten der Netzbetreiber über das Berichtsjahr 2012 an. Insgesamt 124 Netzbetreiber gaben für dieses Berichtsjahr eine Leermeldung ab.

Über die Daten des Jahres 2013 legte die E-Control im Jahr 2014 keinen Bericht vor.

(2) Ab dem Jahr 2015 kam die E-Control ihrer Verpflichtung zur jährlichen Berichtserstattung nach. Nachstehende Tabelle stellt ausgewählte Berichtspunkte im Überblick dar:

²³ gemäß § 2 Abs. 3 IME-VO 2012 des Wirtschaftsministeriums bzw. § 83 Abs. 1 EIWOG 2010

Tabelle 3: Monitoringberichte der E-Control für die Berichtsjahre 2012 bis 2016

Monitoringbericht	2013	2014	2015	2016
Erscheinungsjahr ¹	2013	2015	2016	2017
Berichtsjahr (Daten) ¹	2012	2014	2015	2016
offene Punkte und Hürden	<ul style="list-style-type: none"> – Klarstellungen zu Datenschutz sowie zu Maß- und Eichrecht fehlen – IT-Sicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> – Unklarheiten bei den Zählerkonfigurationen infolge des Opt-out-Rechts 		<ul style="list-style-type: none"> – Probleme bei Pilotprojekten – Lieferengpässe bei Herstellern
Ausrollungsquote	3,4 %	4,9 %	7,4 %	8,5 %
Opt-out-Quote²		0,4 %	1,5 %	1,1 %
Opt-in-Quote²				6,3 %
Projektpläne und Einführungsszenarien	zum Stichtag überwiegend noch keine konkreten Projekt- und Zeitpläne	Projektpläne zeigen voraussichtliche Nichteinhaltung des Zeitplans der IME-VO 2012		überwiegende Zahl der Netzbetreiber: noch kein größerer, flächendeckender Einbau
Kostenentwicklung	noch keine detaillierten Informationen		<ul style="list-style-type: none"> – vielfach noch keine größeren Kostenmeldungen – gemeldete zusätzliche Kosten ohne wesentlichen Einfluss auf die Netzkosten der Netzbetreiber 	
IT-Systeme	Anpassungen erfolgen in den Bereichen <ul style="list-style-type: none"> – Messdatenmanagementsysteme, – Kundendatenmanagement, – Verrechnungssysteme, – Prognosesoftware 		<ul style="list-style-type: none"> – weitere Anpassungen der IT-Systeme – scharfe Abgrenzung soll Kostenverschiebungen zwischen den Leistungsparten bzw. Kosten des zentralen Systems des Netzbetreibers, die nicht unter das Messentgelt fallen, verhindern 	

¹ im Jahr 2014 erschien kein Bericht über die im Jahr 2013 eingetretene Entwicklung

² ab 2016 Gesamtanzahl an Opt-in- und Opt-out-Fällen; Vorjahre: Werte in Relation zu den Ankündigungsschreiben der Netzbetreiber

Quellen: E-Control; Darstellung: RH

(3) Die E-Control hatte gemäß § 2 Abs. 1 IME-VO 2012 „über den Fortschritt der Installation von intelligenten Messgeräten“ zu berichten. Für die Zielverpflichtungen gemäß § 1 Abs. 2 IME-VO 2012 zählten auch Geräte, die schon vor der IMA-VO 2011 „beschafft oder eingebaut“ worden waren. Die E-Control erhob die Anzahl der installierten sowie der „geordneten oder auf Lager liegenden“ Geräte. Eine Erläuterung, ab wann bestellte – aber erst später abgerufene bzw. gelieferte – Geräte zur Kategorie „beschafft“ zählten, fehlte (siehe **TZ 29**). Den Anteil der tatsächlich kommunikativ angebotenen und freigeschalteten Geräte wies die E-Control nicht aus.

(4) Laut IME-VO (Novelle 2014) hatten die Netzbetreiber bis Dezember 2015 dem Wirtschaftsministerium und der E-Control nicht mehr eine Ausrollungsquote von 10 % nachzuweisen, sondern ihre Projektpläne samt Zielerreichungspfad vorzulegen. Das Wirtschaftsministerium leitete diese Pläne, die zum Teil wortidiente Textpassagen enthielten, ohne eigene Veranlassungen an die E-Control weiter. Es sah die Verantwortung für Auswertung und Überwachung allein bei der E-Control.

Die Projektpläne samt Zielerreichungspfad der Netzbetreiber offenbarten Ende 2015 bereits einen beträchtlichen Zeitverzug, der die Erreichung des Zwischenziels 2017 (70 % Ausrollungsquote) sowie des Endziels 2019 (95 % Ausrollungsquote) als wenig realistisch erscheinen ließ. Die E-Control und das Wirtschaftsministerium zogen aus den Berichten keine Schlussfolgerungen. Die E-Control verwies auf die Zuständigkeit des Wirtschaftsministeriums für den Zeitplan der IME-VO, das Wirtschaftsministerium auf die Zuständigkeit der E-Control für die Überwachung der Ausrollung gemäß IME-VO.

10.2

Der RH wies kritisch darauf hin, dass

- das Wirtschaftsministerium der E-Control per Verordnung eine Berichtspflicht auferlegte, aus den berichteten, weit unter den Erwartungen liegenden Umsetzungsfortschritten jedoch keine Schlussfolgerungen zog oder geeignete Maßnahmen veranlasste,
- die E-Control ihrer Verpflichtung zur jährlichen Berichterstattung im Jahr 2014 (Daten des Jahres 2013) nicht nachkam und das Wirtschaftsministerium den Bericht auch nicht einforderte,
- die E-Control in ihrer Berichterstattung über die schon vor der IMA-VO 2011 beschafften Zähler den Beschaffungszeitpunkt nicht klar definierte und die Begriffe (geordert, auf Lager liegend, beschafft, ausgerollt, installiert) keine Aussage über die Anzahl der in Betrieb stehenden intelligenten Stromzähler erlaubten,
- im Hinblick auf den in den Monitoringberichten erkennbaren Verzug ein negativer Kompetenzkonflikt zwischen Wirtschaftsministerium und E-Control bestand.

Der RH empfahl der E-Control, ihren gesetzlichen Berichtspflichten sachgerecht nachzukommen. Dazu wären Kriterien und Begriffe, nach denen die Umsetzungsfortschritte zu erheben und zu berichten sind, klar und eindeutig zu definieren.

Er verwies zudem auf seine Ausführungen in **TZ 6** bis **TZ 8**.

10.3

(1) Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus bemerkte in seiner Stellungnahme, dass die jährlichen Monitoringberichte der E-Control ein wichtiges Instrument seien, um den Verlauf der Ausrollung zu überwachen. Die Berichte hätten die Schwächen in der Umsetzung und den massiven Verzug der Ausrollung dokumentiert. Der regelmäßige Austausch mit der Branche habe Anlass zu Änderungen der IME-VO gegeben.

Diese Überwachung durch die E-Control sei zuletzt im Monitoringbericht 2016 im Kapitel 4 dokumentiert. Mit Stand Dezember 2016 und IME-VO i.d.F. BGBl. II Nr. 323/2014 sei die Ausrollungsquote in einzelnen Netzbereichen schon weit fortgeschritten gewesen, während andere Netzbereiche noch erheblichen Aufholbedarf gehabt hätten.

Zur weiteren Klärung der Kriterien und Begriffe, nach denen die Umsetzungsschritte erhoben und berichtet werden sollen, werde das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus zeitnah an die E-Control herantreten.

(2) Laut Stellungnahme der E-Control habe sie gemäß § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 die Aufgabe, die Endverbraucher über allgemeine Aspekte der Einführung von intelligenten Messgeräten zu informieren und über die Einführung von intelligenten Messgeräten jährlich einen Bericht zu erstatten, v.a. auch über Kostensituation, Netzsituation, Datenschutz und Datensicherheit, und – soweit bekannt – über Entwicklungen auf europäischer Ebene und die Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern.

Nähere Vorgaben zu den Berichts- und Monitoringpflichten normiere § 2 IME-VO. Die Berichte seien auf der Homepage der E-Control veröffentlicht und würden jeweils detailliert auf die in § 2 IME-VO festgelegten Inhalte eingehen.

Der Vorwurf des RH, das Wirtschaftsministerium habe aus den Berichten keine Schlussfolgerungen gezogen bzw. keine Maßnahmen gesetzt, sei aus Sicht der E-Control nicht nachvollziehbar. Infolge der in den Monitoringberichten dargelegten Projektverzögerungen sei die IME-VO zweimal novelliert worden. Die E-Control habe die Berichte – auch mangels Rechtsgrundlage – sachlich und neutral gehalten und bewusst keine Schlussfolgerungen gezogen.

10.4

Der RH erwiderte dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus und der E-Control, dass die rechtlich festgelegte Monitoring- und Überwachungspflicht der E-Control auch konkrete Abläufe und klare Verantwortlichkeiten erfordert hätte, um aus erkennbaren Abweichungen Schlüsse zu ziehen und rasch wirksame Maßnahmen zu ergreifen, mit dem Ziel, die Erreichung der ambitionierten Ziele sicherzustellen oder den Verzug wenigstens zu minimieren. Die für die Jahre 2012 bis 2014 berichteten offenen Punkte und Hürden (siehe Tabelle 3) wurden jedoch jahrelang keiner Klärung zugeführt. Die beiden Novellen zur IME-VO stellten aus Sicht des RH daher keine Maßnahmen zur Zielerreichung dar, sondern vielmehr die jeweils relativ späte Reaktion der Zielverfehlung.

11.1

(1) Die E–Control hatte die Einführung intelligenter Messgeräte durch die Netzbetreiber laut § 2 Abs. 2 IME–VO i.d.F. 2012 zu überwachen. Bei verordnungswidrigem Verhalten konnte sie die Netzbetreiber grundsätzlich mahnen und mit Bescheid beauftragen, den gesetzmäßigen Zustand binnen angemessener Frist herzustellen. Ferner konnte sie die Verhängung von Verwaltungsstrafen von bis zu 75.000 EUR durch die Bundesverwaltungsbehörden beantragen.²⁴

(2) Die Leitungsorgane der zur Umsetzung verpflichteten Netzbetreiber hatten bei der Einführung intelligenter Messgeräte im Rahmen ihrer kaufmännischen Sorgfaltspflicht²⁵ und ihrer sonstigen, im Elektrizitätsrecht vorgegebenen Verpflichtungen vorzugehen.

(3) Die Überwachung als Mittel zur Durchsetzung der Zielvorgaben der IME–VO war in operativer Hinsicht nicht näher spezifiziert und eine diesbezügliche Abstimmung zwischen der E–Control und dem für die IME–VO zuständigen Wirtschaftsministerium nicht dokumentiert. Als sich in den Jahren 2014 und 2017 die Nichterfüllung der zeitlichen und quantitativen Zielvorgaben der IME–VO durch die Netzbetreiber abzeichnete, änderte das Wirtschaftsministerium jeweils die Vorgaben der IME–VO (siehe [TZ 9](#)).

11.2

Der RH hielt fest, dass die E–Control und das Wirtschaftsministerium den Zweck der Überwachung der Ausrollung sowie dafür geeignete bzw. wirksame Maßnahmen nicht näher definierten. Eine rechtliche Durchsetzung der zeitlichen und quantitativen Zielvorgaben der IME–VO i.d.F. 2012 hatte jedenfalls auch die Sorgfaltspflicht und Verantwortung der Leitungsorgane der Netzgesellschaften zu berücksichtigen.

²⁴ gemäß ElWOG 2010, § 99 Abs. 2 Z 12 bis 16

²⁵ GmbH–Gesetz, § 25 Abs. 1a: „Ein Geschäftsführer handelt jedenfalls im Einklang mit der Sorgfalt eines ordentlichen Geschäftsmannes, wenn er sich bei einer unternehmerischen Entscheidung nicht von sachfremden Interessen leiten lässt und auf der Grundlage angemessener Informationen annehmen darf, zum Wohle der Gesellschaft zu handeln.“

Kosten–Nutzen–Analyse

Rechtliche Grundlage

12.1

(1) Die Elektrizitätsbinnenmarkt–Richtlinie 2009/72/EG delegierte die Entscheidung über die Einführung von intelligenten Messgeräten weitgehend an die Mitgliedstaaten (siehe [TZ 4](#)).²⁶

(2) Der Wirtschaftsminister konnte die Einführung intelligenter Messeinrichtungen gemäß § 83 Abs. 1 ElWOG 2010 erst nach Durchführung einer Kosten–Nutzen–Analyse sowie nach Anhörung der Regulierungsbehörde und der Vertreter des Konsumentenschutzes festlegen (siehe [TZ 5](#)). Das ElWOG 2010 enthielt darüber hinaus keine näheren Bestimmungen. Sozialpartner und Branchenvertreter äußerten in Begutachtungen Kritik an der unklaren Zuständigkeit und am Fehlen eindeutiger Entscheidungskriterien (z.B. Vorliegen eines positiven Nettoeffekts).

(3) Erst aus den Erläuterungen zum Begutachtungsentwurf der IME–VO vom 15. Dezember 2011 ging hervor, dass der Wirtschaftsminister seine Entscheidung einerseits auf die von der E–Control beauftragte und im Juni 2010 veröffentlichte Kosten–Nutzen–Analyse stützte und andererseits auf den Ergebnisbericht zu einem Beratungsauftrag, den das Wirtschaftsministerium im Jänner 2010 erteilt hatte und der im April 2010 vorlag, jedoch nicht veröffentlicht wurde (siehe [TZ 22](#)). Der Wirtschaftsminister erließ die Einführungs–Verordnung (IME–VO 2012) am 24. April 2012.

12.2

Der RH hob hervor, dass die Entscheidung des Wirtschaftsministers über die Einführung intelligenter Messgeräte gemäß ElWOG 2010 von der Durchführung einer Kosten–Nutzen–Analyse abhing. Aus Sicht des RH hätte das Wirtschaftsministerium die Zuständigkeit (Auftraggeberrolle) und die Bedingungen für eine qualitätsgesicherte Durchführung (Leistungsbeschreibung, Meilensteine) dieser Analyse sowie klare Entscheidungskriterien festlegen müssen.

Der RH empfahl dem nunmehr zuständigen Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, die Zuständigkeit für die wirtschaftliche Bewertung von finanziell bedeutenden Vorhaben umfassend wahrzunehmen. Die Eckpunkte und Bedingungen der Beauftragung (Leistungsbeschreibung, Meilensteine, qualitätssichernde Maßnahmen) wären vorab festzulegen, um die Überprüfbarkeit der vereinbarten Leistung und die Objektivität und Qualität der Bewertung zu gewährleisten.

²⁶ Art. 3, Abs. 11 und Anhang I, Abs. 2 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt

12.3 (1) Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus verwies in seiner Stellungnahme darauf, dass die von der E-Control beauftragte Kosten–Nutzen–Analyse durch ein österreich– und europaweit anerkanntes Beraterunternehmen erstellt worden sei, dessen interne Qualitätskontrollen fundierte und belastbare Ergebnisse gewährleisten sollten.

(2) Laut Stellungnahme der E-Control konnte der Wirtschaftsminister die Einführung intelligenter Messeinrichtungen gemäß § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 nach Durchführung einer Kosten–Nutzen–Analyse festlegen; somit sei die Erstellung einer Kosten–Nutzen–Analyse eindeutig in den Verantwortungsbereich des Wirtschaftsministeriums gefallen.

12.4 (1) Der RH erwiderte dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, dass es sich bei einem finanziell derartig bedeutenden Vorhaben der Objektivität und Qualität der wirtschaftlichen Bewertung zu vergewissern gehabt hätte.

(2) Er entgegnete der E-Control, dass die Qualität der von ihr selbst beauftragten Kosten–Nutzen–Analyse in ihrer eigenen Verantwortung lag und verwies dazu auf seine kritischen Ausführungen in **TZ 13** ff.

Beauftragung einer Kosten–Nutzen–Analyse durch die E-Control

13.1 (1) Die E-Control schätzte den Preis der zu beauftragenden Kosten–Nutzen–Analyse auf maximal 100.000 EUR und erachtete eine Direktvergabe daher als zulässig.²⁷ Die Annahmen zu dieser Schätzung waren nicht dokumentiert. Erst ab dem Jahr 2014 regelte die interne Vergabeordnung der E-Control die Dokumentation und Nachvollziehbarkeit der Preisschätzung als wichtigsten Teil eines Vergabevermerks.

(2) Im Juni 2009 lud die E-Control sechs Beratungsunternehmen zur Angebotslegung ein. Von den insgesamt drei Angeboten erhielt das preislich günstigste im Juli 2009 den Zuschlag. Die Zuschlagskriterien hatte die E-Control intern festgelegt.

(3) Der Berichtsentwurf sollte bis Anfang Oktober 2009 vorliegen. Die Erstellung war jedoch aufwendiger als ursprünglich angenommen, weshalb der Berichtsentwurf erst im Jänner 2010 vorlag. Die E-Control veröffentlichte das Ergebnis im Juni 2010.

(4) Die Schlussrechnung vom 25. März 2010 in Höhe von 93.503 EUR bezahlte die E-Control am 17. Juni 2010.

²⁷ § 41 Bundesvergabegesetz 2006 (BVergG 2006), BGBl. I Nr. 17/2006 in Verbindung mit der Verordnung des Bundeskanzlers betreffend die Anpassung von im Bundesvergabegesetz 2006 festgesetzten Schwellenwerten (Schwellenwertverordnung 2009), BGBl. II Nr. 125/2009

13.2 Der RH bemängelte die fehlende Dokumentation der Annahmen für die Schätzung des voraussichtlichen Auftragswerts.

14.1 (1) Gemäß dem Österreichischen Corporate Governance Kodex 2009 hat die Geschäftsleitung eines Unternehmens ihre Beschlüsse unter Beachtung der relevanten Rechtsvorschriften zu fassen.²⁸ Dazu zählt auch, dass Verwaltungsorgane sich der Ausübung ihres Amtes zu enthalten und ihre Vertretung zu veranlassen haben, wenn wichtige Gründe vorliegen, die geeignet sind, ihre volle Unbefangenheit in Zweifel zu ziehen.²⁹ Ab Mai 2011 regelte die Geschäftsordnung des Vorstands der E-Control, dass Vorstandsmitglieder eine allfällige Befangenheit mitzuteilen und sich in diesem Fall der Stimme zu enthalten hatten.

(2) Zwischen dem Geschäftsführer der E-Control und dem mit der Durchführung des Auftrags befassten Vertreter des Auftragnehmers bestanden langjährige berufliche Beziehungen: Der Geschäftsführer der E-Control war bis 2001 selbst leitender Mitarbeiter des im Jahr 2009 beauftragten Unternehmens, der Vertreter des Auftragnehmers wiederum war in den Jahren 2001 bis 2003 Mitarbeiter der E-Control. Anfang 2008 erstellte er im Auftrag der E-Control eine Studie zu internationalen Erfahrungen mit Energiesparmaßnahmen. Bei der Präsentation der Ergebnisse in einer Pressekonferenz der E-Control im April 2008 vertraten beide die Position, alle Haushalte und Gewerbebetriebe sollten innerhalb von fünf bis sieben Jahren – ohne Mehrkosten – mit Smart Metern ausgestattet werden (siehe **TZ 19**). Beide sprachen sich in den Jahren 2008 und 2009 in gemeinsamen öffentlichen Auftritten wiederholt und nachdrücklich für die rasche Einführung von intelligenten Stromzählern aus. Der Auftraggeber tat wiederholt kund, eine Einführung vorantreiben zu wollen.

(3) Der Auftrag der E-Control vom Juli 2009 bezweckte, „eine objektive Kosten-Nutzen-Analyse der österreichweiten Einführung von Smart Meter für Strom und Gas durchzuführen“.³⁰ Eine externe, unabhängige Begleitung zur Sicherung der wissenschaftlichen Qualität der Kosten-Nutzen-Analyse, z.B. einen Beirat mit anerkannten Expertinnen und Experten, sah die E-Control nicht vor.

14.2 Der RH wies kritisch darauf hin, dass

- zwischen dem Geschäftsführer der E-Control als Auftraggeber der Kosten-Nutzen-Analyse und dem Vertreter des Auftragnehmers langjährige berufliche Beziehungen bestanden,

²⁸ L-Regel Nr. 22 i.d.F. Jänner 2009

²⁹ gemäß § 7 AVG 1991

³⁰ Intelligente Messgeräte standen für Strom, aber auch für Gas, Fernwärme, Fernkälte und Warmwasser in Diskussion. Der Auftrag der E-Control umfasste die Bereiche Strom und Gas.

- beide Seiten schon ab Anfang 2008 gefestigte und in der Sache übereinstimmende Positionen öffentlich vertraten, wobei der Geschäftsführer der E-Control wiederholt erklärte, die rasche und flächendeckende Einführung von Smart Metern vorantreiben zu wollen,
- der Geschäftsführer der E-Control überdies verabsäumte, eine externe, unabhängige Qualitätskontrolle einzurichten, um die Objektivität der beauftragten Analyse sicherzustellen.

Nach Ansicht des RH gewährleistete die Vorgangsweise der E-Control von Anfang an keine objektive und ergebnisoffene Durchführung der Kosten-Nutzen-Analyse, sondern ließ eine Bestätigung bereits bekannter und gefestigter Positionen des Auftraggebers wie auch des Auftragnehmers erwarten.

Der RH empfahl der E-Control, ein geeignetes Regelwerk (Leitlinien) einzuführen, um die Qualität der wirtschaftlichen Bewertung von Großvorhaben nach wissenschaftlichen Standards zu sichern. Dabei wäre auf eine sachkundige und ausgewogene Expertise zu achten, z.B. durch Diversität der Fachrichtungen bzw. fachlichen Positionen.

Er empfahl der E-Control ferner, bei der Beauftragung von Studien den Anschein einer Befangenheit durch geeignete Maßnahmen, z.B. eine externe, unabhängige Qualitätskontrolle, zu vermeiden.

14.3 Laut Stellungnahme der E-Control habe der Vorstand mit der am 29. Juni 2018 beschlossenen Organisationsrichtlinie „Compliance“ die Empfehlung, die Transparenz bei der Vergabe von (Gutachtens-)Aufträgen durch ein geeignetes Regelwerk (Leitlinien) zu gewährleisten, umgesetzt. Verhaltensanweisungen würden nun bereits bei nur möglichen Interessenkonflikten ein transparentes Verfahren zur Evaluierung des Risikos sowie entsprechende Abhilfemaßnahmen gewährleisten.

14.4 Der RH nahm die getroffene Veranlassung zur Kenntnis. Er betonte jedoch, dass von der E-Control beauftragte Gutachten, Kosten-Nutzen-Analysen oder sonstige Studien jedenfalls auch den Anforderungen an wissenschaftliche Standards und entsprechenden Qualitätskontrollen zu genügen haben. Er verwies in diesem Zusammenhang auch auf seine Empfehlung in **TZ 17**.

Methodische Aspekte

Standards und Empfehlungen der Europäischen Kommission

15.1 (1) Die Kosten–Nutzen–Analyse stellte laut einschlägiger Literatur eine – auch im öffentlichen Sektor – häufig eingesetzte Methode dar, um Entscheidungen zwischen verschiedenen Handlungsalternativen im Sinne der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit fundiert vorzubereiten.

(2) Die Empfehlungen der Europäischen Kommission für die Einführung intelligenter Messsysteme vom März 2012³¹ enthielten einen Leitfaden³², der auf die wichtigsten – und in der einschlägigen Literatur etablierten – Elemente einer Kosten–Nutzen–Analyse hinwies. Dies sollte die Relevanz, Nachvollziehbarkeit und Vergleichbarkeit der Analysen der Mitgliedstaaten gewährleisten:

Tabelle 4: Empfohlener Ablauf einer Kosten–Nutzen–Analyse

Prozessschritte	Beschreibung	siehe
Szenarien definieren	a) Basisszenario („keine Smart Meter Einführung“) b) weitere Szenarien (z.B. nach Ausrollungszeitraum, Gerätefunktionen, Energieverbrauchsgruppen und spezifischen Rahmenbedingungen, wie etwa Steigerung der Energienachfrage, Diskontierungszinssatz, Energienetze)	TZ 16, TZ 18
Annahmen und kritische Parameter definieren	z.B. Ausrollungsgrad und –zeitraum, Diskontierungszinssatz, Strombedarf, Reduktion von Spitzenlast, CO ₂ -Emissionskosten, Strompreisentwicklung	TZ 16 ff.
Kosten–Nutzen–Analyse durchführen	1. Technologien, Elemente und Ziele der Szenarien beschreiben 2. den Vermögenswerten Funktionen zuordnen 3. Wirkungen der Funktionen identifizieren und quantifizieren 4. zuordnen, welche Funktionen welche Nutzeneffekte bringen 5. das Basisszenario definieren 6. Nutzen in Geldeinheiten darstellen und den Marktteilnehmern zuordnen 7. Kosten identifizieren und monetarisieren 8. Kosten und Nutzen der jeweiligen Szenarien vergleichen	TZ 19
Sensitivitätsanalyse erstellen	jene Parameter identifizieren, die einen wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis der Kosten–Nutzen–Analyse haben	TZ 17
qualitative Folgenabschätzung	qualitative Analyse nicht quantifizierbarer bzw. nicht monetarisierbarer Wirkungen (z.B. auf das Energiesystem und die Gesellschaft) bzw. des Erreichens politischer Zielsetzungen (z.B. Versorgungssicherheit)	TZ 19

Quellen: Europäische Kommission; Darstellung: RH

³¹ Empfehlungen der Kommission vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme (2012/135/EU)

³² Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Meter Deployment 2012, Europäische Kommission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport

Der Endbericht der Kosten–Nutzen–Analyse wies die Kosten eines Basisszenarios nicht aus und thematisierte die Fortführung des bestehenden Systems nicht. Er enthielt zudem keine Sensitivitätsanalyse.

15.2 Der RH bemängelte, dass die von der E–Control beauftragte Kosten–Nutzen–Analyse den gängigen methodischen Standards zum Teil nicht entsprach (siehe **TZ 16** ff.). Er wies darauf hin, dass insbesondere die Definition der Szenarien – z.B. Unterscheidung zwischen verschiedenen Verbrauchsgruppen – den Fokus der Analyse sowie deren Ergebnisse und Handlungsempfehlungen maßgeblich beeinflussen konnte.

Ausrollungsgrad, Dauer und untersuchte Szenarien

16.1 (1) Die E–Control gab in der Ausschreibung der Kosten–Nutzen–Analyse ihre schon 2008 vertretene Position einer flächendeckenden Einführung innerhalb von fünf bis sieben Jahren als zu untersuchendes Szenario vor. Die Darstellung der Kosten eines Basisszenarios (Weiterverwendung konventioneller Zähler) war weder beauftragt noch im Analyseergebnis transparent dargelegt. Die vier untersuchten Szenarien unterschieden sich allein hinsichtlich der Ausrollungsgrade und der Ausrollungsdauer:

Tabelle 5: Untersuchte Szenarien

Szenario	Strom		Gas	
	Ausrollungsgrad in %	Ausrollungsdauer	Ausrollungsgrad in %	Ausrollungsdauer
1 ¹	95	2011–2017 (7 Jahre)	95	2011–2017 (7 Jahre)
2 ²	95	2011–2015 (5 Jahre)	95	2011–2017 (7 Jahre)
3	95	2011–2017 (7 Jahre)	95	2011–2019 (9 Jahre)
4 ³	80	2011–2020 (9 Jahre)	80	2011–2020 (10 Jahre)

¹ im Oktober 2011 nur für Strom aktualisiertes Szenario für den Zeitraum 2012 bis 2018 (siehe **TZ 21**)

² vom Auftragnehmer empfohlenes Szenario

³ Szenario für Strom laut Elektrizitätsbinnenmarkt–Richtlinie 2009/72 EG

Quellen: E–Control; Darstellung: RH

(2) Die österreichische Energiewirtschaft befürwortete die Einführung intelligenter Messgeräte ab dem Jahr 2007 grundsätzlich, stellte jedoch insbesondere den aus ihrer Sicht zu ambitionierten Zeitplan der E–Control in Frage.

16.2 Der RH hob hervor, dass die E–Control bereits ab dem Jahr 2008 eine flächendeckende Einführung von intelligenten Messgeräten innerhalb von fünf bis sieben Jahren befürwortet hatte und diese Position auch ihren Auftrag für die Kosten–Nut-

zen–Analyse maßgeblich beeinflusste, ohne deren Vor– und Nachteile bzw. Kosten und Nutzen einer externen, unabhängigen Bewertung zu unterziehen.

Änderungen bis zur Veröffentlichung

17.1 (1) Der RH verglich den veröffentlichten Endbericht der Kosten–Nutzen–Analyse vom Juni 2010 mit

- a) der Ausschreibung der E–Control vom Juli 2009 (siehe Tabelle 6),
- b) dem Angebot des Auftragnehmers vom Juli 2009 (siehe Tabelle 7), und
- c) dem Berichtsentwurf des Auftragnehmers vom Jänner 2010 (siehe Tabelle 8).

Die Ausschreibung der E–Control und das Angebot des Auftragnehmers bildeten integrale Bestandteile des Vertrags vom Juli 2009.

(2) Mehrere Anforderungen der Ausschreibungen fanden im veröffentlichten Endbericht der Kosten–Nutzen–Analyse keine Berücksichtigung:

Tabelle 6: Vergleich Ausschreibung – Endbericht

Anforderung der Ausschreibung	empfohlen ¹	berücksichtigt ²	Auswirkung
Restbuchwerte der bestehenden Ferraris–Zähler berücksichtigen	ja	nein	Kosten unvollständig bewertet, weil ohne vorzeitige Abschreibung des bestehenden Zählerparks
Opportunitätskosten für den Ersatz von Rundsteuerungsanlagen vergleichen	ja	nein	mangels Darstellung der Kosten eines Basis-szenarios („Fortführung des bestehenden Systems“) erfolgte keine Analyse der Opportunitätskosten
in den Berechnungen zwischen Ausrollungsdauer und Gerätelebensdauer (15 Jahre für Strom– bzw. zwölf Jahre für Gas–Smart Meter) unterscheiden	ja	nein	Darstellung der jährlichen Kosten–Nutzen–Entwicklung im Verlauf der Gerätelebensdauer fehlte; ermittelte Summen für unterschiedliche Zeiträume pro Szenario und Marktteilnehmer erlaubten keine Vergleiche zwischen den Szenarien
Bewertung vorweggenommener Investitionskosten einer Smart Meter–Infrastruktur für andere Zwecke	ja	nein	unvollständige Nutzendarstellung; da potenzielle Synergien mit Smart Grids von der Bewertung ausdrücklich ausgenommen waren, flossen diese Kosten nicht als (abgezinst) Nutzen ein
Bewertung von Verbesserungen im Bilanzgruppenmodell	nein	nein	allfällig mögliche Zusammenfassung von Verbraucher– und Erzeugergruppen in jeweils einer Bilanzgruppe wurde nicht untersucht

¹ im EU–Leitfaden für die Erstellung der Kosten–Nutzen–Analyse (siehe [TZ 15](#))

² in der von der E–Control beauftragten Kosten–Nutzen–Analyse

Quellen: E–Control; Europäische Kommission; Darstellung: RH

(3) Mehrere vom Auftragnehmer gegen ein Pauschalentgelt angebotene und erbrachte Leistungen wurden im Endbericht nicht veröffentlicht:

Tabelle 7: Vergleich Angebot – Endbericht

Angebot des Auftragnehmers	empfohlen ¹ bzw. erstellt	veröffentlicht ²	Auswirkung
Erstellung einer Sensitivitätsanalyse (Auswirkung veränderter Parameter auf das Kosten–Nutzen–Verhältnis)	ja	nein	keine Aussage, ob ein positives Kosten–Nutzen–Verhältnis auch dann noch positiv bleibt, wenn wesentliche Annahmen (z.B. Einsparungseffekte) anders als angenommen eintreten
Inflationsanpassung und Abzinsung von Kosten– und Nutzenbeträgen	ja	nein	da nur ein Teil der bewerteten Kosten und Nutzen inflationiert bzw. diskontiert wurde, waren die Ergebnisse ungenau und nur bedingt vergleichbar
Ermittlung der veränderten Prozesse und Prozesskosten eines Muster–Netzbetreibers	ja	nein	keine Darstellung der Effekte der Ausrollung auf Prozesse und Prozesskosten von Netzbetreibern

¹ im EU–Leitfaden für die Erstellung der Kosten–Nutzen–Analyse (siehe [TZ 15](#))

² im veröffentlichten Endbericht der Kosten–Nutzen–Analyse

Quellen: E–Control; Europäische Kommission; Darstellung: RH

Die inhaltlichen Ursachen der Abweichungen zwischen den beauftragten und den tatsächlich ausgeführten Bewertungsthemen einerseits, sowie zwischen angebotenen und veröffentlichten Leistungen andererseits, waren nicht immer dokumentiert. Allfällige Nachverhandlungen des Leistungsumfangs bzw. Nachforderungen des Auftraggebers waren ebenfalls nicht dokumentiert.

(4) Der im Juni 2010 veröffentlichte Endbericht wies gegenüber dem Berichtsentwurf des Auftragnehmers vom Jänner 2010 mehrere, für das Ergebnis bedeutsame Änderungen auf:

Tabelle 8: Vergleich Berichtsentwurf – Endbericht

Berichtsentwurf (Jänner 2010)	Endbericht der Kosten–Nutzen–Analyse (Juni 2010)
inhaltliche Änderungen	
ausgewogene Bewertung aller Stakeholder	Konsument im Mittelpunkt
fehlende Wirtschaftlichkeit der Gas–Smart Meter	Wirtschaftlichkeit für Strom– und Gas–Smart Meter in allen Szenarien gegeben
Änderungen quantitativer Annahmen	
Diskontierungssätze: 7,03 % (Strom) 6,97 % (Gas)	Diskontierungssätze: 4,15 % (Strom) 4,15 % (Gas)
2,00 % Verbrauchsreduktion (Gas)	7,00 % Verbrauchsreduktion (Gas)
Entfall von Inhalten, die differenzierte Aussagen erlaubt hätten	
Darstellung der Finanzierung und Auswirkung auf das Messentgelt	nicht mehr enthalten
Vergleich von Smart Meter–Anforderungen in Österreich mit den Anforderungen anderer EU–Länder	
Erläuterung der Vor– und Nachteile unterschiedlicher Kommunikationstechnologien	
Darstellung von Auswirkungen auf Prozesse und Einsparungseffekte der Netzbetreiber	
Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse	
Berücksichtigung der Restbuchwerte von Strom– und Gaszählern	

Quellen: E–Control; Darstellung: RH

(5) Laut Berichtsentwurf reichten die Messentgelte – bei jährlicher Betrachtung – in den ersten sechs (Strom) bzw. sieben Jahren (Gas) der Einführung nicht aus, um die Investitions– und Betriebskosten der Ausrollung zu decken. Eine Amortisation sollte bei intelligenten Stromzählern innerhalb von zehn Jahren erreicht werden.³³ Dieses Ergebnis entsprach den Zusicherungen der E–Control, den Konsumenten entstünden keine Mehrkosten, nur bedingt und fand sich im veröffentlichten Endbericht nicht wieder. Laut Endbericht entstanden keine Mehrkosten zulasten der Endverbraucher (siehe [TZ 24](#)).

(6) Die E–Control gab dem Auftragnehmer in Kommentaren zum Berichtsentwurf Anweisungen, wie der Text zu bearbeiten und umzuformulieren war. Beispielsweise kritisierte sie einen im Berichtsentwurf angestellten Ländervergleich, der Österreich als ein Land mit übermäßig vielen Funktionsanforderungen auswies. Der Endbericht enthielt diesen Vergleich nicht mehr. Der Auftragnehmer verringerte auf

³³ Bei Gas–Smart Meter ergaben die Berechnungen keine Amortisation innerhalb des 13–jährigen Betrachtungszeitraums der Kosten–Nutzen–Analyse.

Wunsch der E-Control u.a. den Diskontierungszinssatz von rd. 7 % auf rd. 4 %, merkte jedoch an, dass dies den ermittelten Nutzen beträchtlich erhöhen werde.

17.2

Der RH hob kritisch hervor, dass

- der Endbericht der Kosten–Nutzen–Analyse keine Sensitivitätsanalyse enthielt und daher keine Beurteilung erlaubte, wie empfindlich die Ergebnisse auf Veränderungen von Annahmen und Eingangsparametern reagierten (siehe [TZ 18](#)) und
- der Endbericht einige in der Ausschreibung der E-Control geforderte bzw. im Angebot des Auftragnehmers angebotene Themen nicht mehr enthielt, und in einigen bedeutsamen Punkten auch vom Berichtsentwurf abwich, wobei die Gründe dieser Abweichungen nicht immer dokumentiert und inhaltlich nachvollziehbar waren.

Er kritisierte nachdrücklich, dass die E-Control als Auftraggeberin durch eine Reihe von Weglassungen und Änderungen gestaltend in den Berichtsentwurf des Auftragnehmers eingriff und der veröffentlichte Endbericht ihre Position in der Sache – deutlicher als der Entwurf – unterstrich.

Der RH empfahl der E-Control, als Auftraggeberin von Studien die Standards der wissenschaftlichen Integrität – Unabhängigkeit, Objektivität und Qualität sowie Überprüfbarkeit und Nachvollziehbarkeit – zu beachten und die Gründe für Änderungen im Berichtsentwurf zu dokumentieren.

Einsparpotenzial beim Energieverbrauch

18.1

(1) Die Kosten–Nutzen–Analyse stützte sich v.a. auf die Annahme, dass Konsumenten ihren Energieverbrauch um 3,5 % (Strom) bzw. 7 % (Gas) reduzieren würden, sobald Smart Meter laufend genauere Informationen über das Verbrauchsverhalten lieferten.

Die Annahme leitete sich nicht von österreichischen Pilotprojekten ab, sondern von Quellen aus den Niederlanden, Großbritannien und der Schweiz. Obwohl diese Quellen für Strom ein Einsparpotenzial von nur 1 % bis 3 % auswiesen, nahm der Auftragnehmer 3,5 % an.

(2) Unter der Annahme, dass der Kundennutzen ausschließlich auf dem Einspar-effekt von 3,5 % bei Strom und 7 % bei Gas basierte, ermittelte der RH, dass die Einführung bei einem Einspareffekt von 3,01 % bei Strom und 6,02 % bei Gas bereits nicht mehr wirtschaftlich war. Der veröffentlichte Endbericht stellte den we-

sentlichen Einfluss der Höhe der angenommenen Einspareffekte auf das Ergebnis der Kosten–Nutzen–Analyse nicht dar, weil er – im Gegensatz zum Berichtsentwurf – keine Sensitivitätsanalyse mehr enthielt (siehe [TZ 15](#) und [TZ 17](#)).

18.2

Der RH kritisierte, dass die E–Control eine Kosten–Nutzen–Analyse akzeptierte, welche die Erfahrungen aus österreichischen Pilotprojekten nicht auswertete und in internationalen Quellen genannte Einsparpotenziale unrichtig zitierte.

Er hob hervor, dass die in der Analyse angenommenen Einsparpotenziale das Ergebnis wesentlich beeinflussten. Bereits bei geringen Unterschreitungen der Annahmen (3,01 % anstatt 3,5 % und 6,02 % anstatt 7 %) konnte das Vorhaben nach Berechnung des RH unwirtschaftlich werden.

Ergebnis der Kosten–Nutzen–Analyse

19.1

(1) Die Kosten–Nutzen–Analyse ergab für alle vier Szenarien einen positiven Gesamteffekt, d.h. die Nutzen überstiegen die Kosten. Der Auftragnehmer empfahl das Szenario Nr. 2 mit der kürzesten Einführungsdauer und dem höchsten Durchdringungsgrad (95 % aller Strom– bzw. Gaszähler). Die intelligenten Stromzähler sollten demnach innerhalb von fünf Jahren (2011 bis 2015) und die intelligenten Gaszähler innerhalb von sieben Jahren (2011 bis 2017) ausgerollt werden.

Tabelle 9: Ergebnis des empfohlenen Szenarios Nr. 2 der Kosten–Nutzen–Analyse

	Strom	Gas	Summe
	in Mio. EUR		
Gesamtnutzen	3.551,43	1.389,75	4.941,17
Gesamtkosten	3.195,13	1.189,60	4.384,72
positiver Gesamteffekt	356,30	200,15	556,45

Rundungsdifferenzen möglich

Quellen: E–Control; Darstellung und Berechnung: RH

Das Berechnungsmodell des Auftragnehmers lag der E–Control nicht vor, daher konnte sie dem RH die Herleitung der errechneten Kosten und Nutzen nur zum Teil erläutern.

(2) Im Vergleich mit anderen EU–Mitgliedstaaten wies Österreich sowohl bei den Kosten als auch beim Nutzen pro Zählpunkt die höchsten Werte auf, wie die Europäische Kommission 2014 feststellte.³⁴ Die E–Control erklärte dies mit der Berücksichtigung indirekter Kosten der Netzbetreiber (d.h. Gewinnentgang durch Energie-

³⁴ Cost–benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU–27; Commission Staff Working Document COM(2014) 189 final vom 17. Juni 2014, Seite 43 f.

einsparungen der Haushalte). Indirekte Kosten zu berücksichtigen entsprach jedoch den Empfehlungen der Europäischen Kommission und stellte daher keine Besonderheit der österreichischen Kosten–Nutzen–Analyse dar.

(3) Die qualitative Folgenabschätzung der Kosten–Nutzen–Analyse ergab hinsichtlich der Produktionswerte Effekte von rd. 2,383 Mrd. EUR und hinsichtlich der Wertschöpfung von rd. 775 Mio. EUR. Die Beschäftigung während der Einführungsperiode wurde mit 8.371 Arbeitsplätzen ermittelt. Diese Effekte erlaubten per se noch keine Rückschlüsse auf die Zweckmäßigkeit der Investition.

19.2 Der RH hob hervor, dass die kurze Ausrollungsdauer und hohe Ausrollungsquote des empfohlenen Szenarios Nr. 2 der seit dem Jahr 2008 vertretenen Position der E–Control entsprachen (siehe [TZ 16](#)).

20.1 (1) Netzbetreiber, Interessenvertretungen sowie Bundesländer äußerten im Zuge der Begutachtung von Rechtsgrundlagen zur Einführung intelligenter Messgeräte deutliche Kritik an der von der E–Control beauftragten Kosten–Nutzen–Analyse, vor allem an zu niedrig oder unvollständig berücksichtigten Kosten, zu optimistischen oder nicht belegten, veralteten oder falschen Annahmen sowie mangelhaften oder auf Österreich nicht übertragbaren Daten bzw. Quellen sowie an der fehlenden Berücksichtigung kostenrelevanter Themen wie Informationssicherheit und Datenschutz.

(2) Gemäß EU–Vorgabe hatte die wirtschaftliche Bewertung bis 3. September 2012 zu erfolgen (siehe [TZ 3](#)). Das Wirtschaftsministerium nutzte diese Frist nicht, um auf die, ab dem Jahr 2010 aufgezeigten, Mängel der Kosten–Nutzen–Analyse der E–Control zu reagieren und z.B. auf eine Behebung der aufgezeigten Mängel hinzuwirken oder eine eigene Bewertung zu beauftragen.

(3) Mehrere Stakeholder verwiesen im Zuge der Begutachtungen auch auf die von der Branchenvertretung „Österreichs Energie“ im Jänner 2010 veröffentlichte Kosten–Nutzen–Analyse. Diese ergab – auf Basis konservativer Annahmen (z.B. kürzere Lebensdauer der Smart Meter, geringere Veränderung des Verbrauchsverhaltens) –, dass eine flächendeckende Smart Meter–Ausrollung nach reinen Wirtschaftlichkeitskriterien nicht sinnvoll sei, jedoch könnten Zukunftstrends wie dezentrale Erzeugung und Elektromobilität eine erneute Betrachtung erfordern.

20.2 Der RH stellte kritisch fest, dass ab dem Jahr 2010 in Begutachtungsverfahren zahlreiche, zum Teil gravierende inhaltliche und methodische Einwände gegen die von der E–Control beauftragte Kosten–Nutzen–Analyse vorgebracht wurden, welche die Qualität und Plausibilität der Ergebnisse in Frage stellten, ohne dass die Einwände berücksichtigt wurden. Der RH kritisierte, dass das Wirtschaftsministerium die von

der EU eingeräumte Frist (September 2012) nicht nutzte, um eine qualitätsgesicherte, fundierte Bewertung zu veranlassen. Vielmehr erließ der Wirtschaftsminister bereits im April 2012 die Smart Meter–Einführungsverordnung, wobei er seine diesbezügliche Entscheidung u.a. auf die Kosten–Nutzen–Analyse der E–Control stützte.

Aktualisierung der Analyse

21.1

(1) Im Oktober 2011 beauftragte die E–Control den Auftragnehmer im Wege einer Direktvergabe mit der Aktualisierung der Kosten–Nutzen–Analyse und der Erstellung eines Kurzberichts. Auslöser dafür waren laut E–Control geänderte gesetzliche Rahmenbedingungen (EIWOG 2010) und Parameter (Einführungszeitraum).

(2) Das vierseitige Papier mit einem Auftragswert von 1.600 EUR (netto) stellte nunmehr das Szenario Nr. 1 der Kosten–Nutzen–Analyse allein für intelligente Stromzähler dar, d.h. ohne Gaszähler. Einführungszeitraum und Ausrollungsgrad des Szenarios Nr. 1 (sieben Jahre, 95 %) blieben unverändert, der Zeitraum verschob sich um ein Jahr auf 2012 bis 2018 (siehe [TZ 16](#), Tabelle 5).

(3) In einer öffentlichen Präsentation im Juni 2010 hatte der Auftragnehmer die gemeinsame Ausrollung von Strom– und Gaszählern noch als sehr wesentlich für einen positiven Gesamteffekt erachtet. Die Aktualisierung 2011 wies auch für eine entkoppelte Ausrollung (nur Stromzähler) einen positiven, wenngleich um rd. 173 Mio. EUR geringeren Gesamteffekt auf:

Tabelle 10: Vergleich Kosten–Nutzen–Analyse (2010) und Aktualisierung (2011)

Effekt	Kosten–Nutzen–Analyse 2010 (Szenario Nr. 1, Strom und Gas)	Aktualisierung 2011 (Szenario Nr. 1, nur Strom)	Differenz
	in Mio. EUR		
Gesamtkosten	4.207,45	3.046,97	-1.160,48
Gesamtnutzen	4.704,34	3.371,10	-1.333,24
Gesamteffekt	496,89	324,13	-172,76

Quellen: BMWFW; E–Control; Darstellung und Berechnung: RH

Der Auftragnehmer verwies in der Aktualisierung auf eine Sensitivitätsanalyse, deren Berechnungen und Ergebnisse die E–Control dem RH nicht vorlegen konnte.

(4) Im Frühjahr 2014 forderte die Landesenergiereferentenkonferenz eine Aktualisierung der bestehenden Kosten–Nutzen–Analyse. Das Wirtschaftsministerium erachtete dies in seiner Stellungnahme als grundsätzlich sinnvoll, sah jedoch – im Falle eines Abgehens von einer flächendeckenden Ausrollung – die Gefahr eines

Vertragsverletzungsverfahren der Europäischen Kommission. Diese Auskunft entsprach nicht den Tatsachen (siehe [TZ 9](#)).

(5) Im Juni 2014 empfahl die Europäische Kommission, die Kosten–Nutzen–Analysen unter Berücksichtigung der bis dahin gewonnenen Erfahrungen zu aktualisieren.³⁵ Aktualisierungen früherer Kosten–Nutzen–Analysen zur Einführung intelligenter Messgeräte führten mehrere europäische Länder durch, u.a. Deutschland, Großbritannien, Irland oder auch die Schweiz.

21.2

Der RH wies darauf hin, dass der Auftrag zur Aktualisierung der Kosten–Nutzen–Analyse im Oktober 2011 – im Vorfeld der Einführungsentscheidung des Wirtschaftsministers – erfolgte. Das Szenario entsprach – mit einem Ausrollungsgrad von 95 % innerhalb von sieben Jahren (2012 bis 2018, nur Stromzähler) – genau dem Entwurf der IME–VO. Die im April 2012 erlassene IME–VO des Wirtschaftsministers verlängerte die Ausrollungsdauer schließlich um ein weiteres Jahr auf Ende 2019.

Er kritisierte, dass das Wirtschaftsministerium und die E–Control im überprüften Zeitraum keine Aktualisierung der Kosten–Nutzen–Analyse – unter Berücksichtigung der bis dahin gewonnenen Erfahrungen sowie der technischen und rechtlichen Gegebenheiten – veranlassten, wie von der Europäischen Kommission empfohlen und in vielen europäischen Ländern praktiziert.

[Der RH empfahl dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus und der E–Control, eine qualitätsgesicherte Aktualisierung der Kosten–Nutzen–Analyse unter Berücksichtigung des aktuellen Stands der Smart Meter–Ausrollung durchzuführen.](#)

Er verwies in diesem Zusammenhang ferner auf seine Empfehlung in [TZ 24](#).

21.3

Laut Stellungnahme des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus werde es eine Aktualisierung der Kosten–Nutzen–Analyse noch näher prüfen, insbesondere im Hinblick auf die erst im Dezember 2017 in Kraft getretene Novelle der IME–VO.

21.4

Der RH erwiderte dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, dass das Vorhaben außerbudgetär aus Netzentgelten finanziert werde und die Endverbraucher einen Anspruch auf finanzielle Rechenschaft haben. Zur Beurteilung der Angemessenheit der Einführungskosten sollte eine aktualisierte Kosten–Nutzen–Analyse vorliegen.

³⁵ Europäische Kommission (17. Juni 2014): Die Einführung intelligenter Verbrauchsmessgeräte in der EU–27 mit Schwerpunkt Strom im Vergleich. COM(2014) 356 final

Beraterbericht des Wirtschaftsministeriums

22.1

(1) Im Februar 2010 beauftragte das Wirtschaftsministerium auf Wunsch des Bundesministers ein Beratungsunternehmen im Wege einer Direktvergabe mit einem Bericht, der die Umsetzung des Dritten Binnenmarktpakets – Konsumentenschutz, Organisation der Regulierungsbehörde – unterstützen sollte. Mit Bezug auf Smart Meter war laut Angebot des Beraters vom 21. Dezember 2009 „für Österreich davon auszugehen, dass die Einführung volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Eine Studie, die das belegen soll, wird derzeit von der E-Control durchgeführt.“

Als Honorar wurde ein Betrag von 30.000 EUR (netto) vereinbart. In der Beantwortung einer diesbezüglichen schriftlichen parlamentarischen Anfrage nannte das Wirtschaftsministerium im August 2014 dagegen Kosten von 81.000 EUR (netto).

(2) Der dem RH vorliegende „Ergebnisbericht“ vom April 2010 (im Folgenden: Beraterbericht) fasste Erkenntnisse aus Expertengesprächen des Auftragnehmers mit Energieversorgungsunternehmen sowie der E-Control zur Umsetzung des Dritten Binnenmarktpakets³⁶ und Informationen zur Umsetzung in anderen EU-Ländern in Form von Präsentationsfolien zusammen. Von insgesamt 84 Seiten befassten sich neun mit den Kosten und dem Nutzen der Einführung intelligenter Messgeräte. Der Berater schätzte die Gesamtinvestitionskosten auf rd. 1,10 Mrd. EUR, die E-Control auf rd. 0,95 Mrd. EUR. Der Bericht verwies auf einen – laut Auskunft des Wirtschaftsministeriums nicht auffindbaren – Anhang mit Berechnungsgrundlagen.

(3) Der Beraterbericht kam – so die Erläuterungen zur IME-VO³⁷ – „zu einem vergleichbaren Ergebnis“ wie die von der E-Control beauftragte Kosten-Nutzen-Analyse. Der Bericht wurde trotz öffentlicher Kritik nie publiziert. Laut Akten des Wirtschaftsministeriums gelangte er auch den leitenden Beamten der Energie-sektion, die die budgetäre Bedeckung der Kosten genehmigten, im relevanten Zeitraum nicht zur Kenntnis.

22.2

Der RH hielt fest, dass sich der Beraterbericht des Wirtschaftsministeriums von seinem Zweck und Inhalt sowie dem geringen Umfang des Kosten-Nutzen-Themas deutlich von der Analyse der E-Control unterschied. Die dem RH vorliegende Fassung des Beraterberichts stellte keine zweite Kosten-Nutzen-Analyse dar. Die Berechnungsgrundlagen konnten dem RH nicht vorgelegt werden.

³⁶ Schwerpunkte des Dritten Binnenmarktpakets 2009: strengere Regelung der Entflechtung (Unbundling) von Übertragungsnetzbetreibern und Fernleitungsunternehmen; Konsumentenrechte, Smart Metering; Kompetenzen und Organisation der Regulierungsbehörden, Schaffung von ACER (Agentur zur Kooperation der EU-Regulatoren)

³⁷ Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO), BGBl. II Nr. 138/2012, i.d.F. vom 24. April 2012

Nach Ansicht des RH stellten der Beraterbericht und die von der E-Control beauftragte Kosten–Nutzen–Analyse keine fundierten, objektiv nachvollziehbaren Entscheidungsgrundlagen für die Einführung eines Infrastrukturprojekts im Umfang der Smart Meter–Einführung dar.

Er kritisierte, dass der damals zuständige Wirtschaftsminister seine Entscheidung, die Durchführung dieses energiepolitischen Großprojekts verpflichtend anzuordnen, u.a. auf einen Bericht stützte, der weder der zuständigen Fachsektion seines Ressorts noch der Öffentlichkeit zugänglich war. Der RH beurteilte diese Vorgangsweise als intransparent und vertrat die Ansicht, dass die maßgeblichen Erwägungen und Entscheidungsgrundlagen über ein – aus Netztarifen finanziertes – Vorhaben öffentlich nachvollziehbar sein sollten.

Er bemängelte ferner, dass das Wirtschaftsministerium die Kosten der Studie gegenüber dem Nationalrat mit 81.000 EUR (netto) bezifferte, diese tatsächlich jedoch 30.000 EUR (netto) ausmachten.

Der RH empfahl dem nunmehr zuständigen Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, die Ergebnisse der wirtschaftlichen Bewertung von Großvorhaben aus Gründen der Transparenz zu veröffentlichen; insbesondere auch deshalb, weil die Finanzierung derartiger Vorhaben letztlich über Beiträge von Endverbrauchern erfolgt.

Er empfahl dem Ministerium weiters, ein geeignetes Regelwerk zu erarbeiten, um die Qualität von Entscheidungsgrundlagen für Großvorhaben zu verbessern (z.B. durch Erstellung eines Leitfadens für Studien und Analysen zur Politikberatung bzw. eines Kriterienkatalogs für das Qualitätsmanagement). Die konsequente Anwendung dieses Regelwerks wäre sicherzustellen.

22.3

Laut Stellungnahme des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus sei derzeit keine Ausarbeitung von Leitlinien bzw. eines generellen Regelwerks geplant. Bei der Auftragsvergabe von Analysen und Studien sowie bei der Erstellung von Entscheidungsgrundlagen für einzelne Vorhaben werde jedoch durch entsprechende Ausschreibungsunterlagen und Beauftragungsbedingungen auf die Einhaltung rechtlicher und wirtschaftlicher Vorgaben sowie qualitätssichernder, wissenschaftlicher Kriterien geachtet und hingewirkt.

22.4

Der RH erwiderte dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, dass die Qualität von Entscheidungsgrundlagen und die Transparenz hinsichtlich Kosten und Finanzierung von großer Bedeutung sind, vor allem bei Großvorhaben, die nicht der parlamentarischen Budgetkontrolle unterliegen. Er hielt daher seine Empfehlung aufrecht.

23

(1) Gemäß § 83 Abs. 1 ElWOG 2010 war die Erstellung einer Kosten–Nutzen–Analyse Voraussetzung für die Erlassung der IME–VO. Laut den Erläuterungen zu dieser Verordnung hätte eine von der E–Control beauftragte volkswirtschaftliche Kosten–Nutzen–Analyse gezeigt, dass „eine Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich aus volkswirtschaftlicher Sicht jedenfalls immer positiv ist“. Laut dem Vorblatt zum Begutachtungsentwurf der IME–VO hätten „zwei Kosten–Nutzen–Analysen“ (jene der E–Control und der vom Ministerium beauftragte Beraterbericht, siehe [TZ 22](#)) die Einführung intelligenter Messgeräte empfohlen.

(2) Der Verfassungsgerichtshof stellte in mehreren Entscheidungen fest, dass die Missachtung von Verfahrensvorschriften für die Erlassung von Verordnungen die Gesetzwidrigkeit der jeweiligen Verordnung nach sich zieht. Neben der Durchführung des Verfahrens müssen auch die Entscheidungsgrundlagen gewissen Qualitätskriterien entsprechen, d.h. in ausreichendem Maß erkennbar und objektiv nachvollziehbar sein.

Finanzierung und Kostenanerkennung

24.1

(1) Als Teil der Netzentgelte deckte das Messentgelt – laut Definition der E–Control vom Dezember 2006 – alle direkten Kosten des Netzbetreibers für Errichtung, Betrieb und Eichung von Zähleinrichtungen sowie die Datenauslesung ab.

Im April 2007 erachtete die E–Control eine Investition in innovative Messsysteme unter den gegebenen Bedingungen und Höchstpreisen für Messentgelte in Österreich als „wirtschaftlich darstellbar“.³⁸ Sie versicherte wiederholt, den Konsumentinnen und Konsumenten würden aus der Einführung intelligenter Messgeräte keine Mehrkosten, etwa im Wege höherer Netztarife, entstehen.

(2) Größere Verteilernetzbetreiber unterliegen als natürliche Monopole der Regulierung durch die E–Control. Gemäß § 59 Abs. 1 ElWOG 2010 hat die E–Control eine effiziente Implementierung neuer Technologien auf Basis angemessener Kosten sicherzustellen. Im Rahmen der Anreizregulierung galten für Netzbetreiber individuelle Regulierungspfade mit jährlichen Produktivitätsvorgaben. Unterschritten sie diese, so verblieb ihnen der Zusatzgewinn.

Für Investitionen in Smart Meter galten in der Regulierungsperiode 2014 bis 2018 drei Faktoren:

³⁸ E–Control, Konsultationspapier „Einführung innovativer Messsysteme in Österreich“ vom April 2007; die Messentgelte für das konventionelle Zählersystem (Netzebene 7) beliefen sich 2016 und 2017 auf jeweils rd. 161 Mio. EUR.

- ein **Investitionsfaktor**, der die abschlagsfreie Abgeltung aller Buchwertzuwächse (auch aus der Smart Meter–Ausrollung) gegenüber dem Basisjahr 2011 gewährleistete. Die Buchwertzuwächse wurden mit einem WACC³⁹ von 6,42 % jährlich verzinst,
- ein **Betriebskostenfaktor**, der Veränderungen bei den Leitungslängen sowie bei der Anzahl der Zählpunkte auf Basis pauschaler Kostensätze berücksichtigte und
- ergänzend eine **Kosten–Plus–Regelung** – weil die Ausrollung die Menge der Zählpunkte nicht veränderte –, um zusätzliche Betriebskosten der Smart Meter–Ausrollung (d.h. operative Mehrkosten gegenüber dem Basisjahr 2011) über die Netzentgelte abschlagsfrei abzugelten, sofern jährliche Kostenprüfungen deren Angemessenheit plausibilisierten.

Die Anerkennung zusätzlicher Betriebskosten erforderte einen detaillierten, überprüfbaren Kostennachweis. Aktivierungsfähige Kosten der Ausrollung konnten dagegen im Wege des Investitionsfaktors ohne detaillierte Prüfung geltend gemacht werden.

(3) Die E–Control strebte eine „scharfe Abgrenzung“ der zusätzlichen Betriebskosten der Smart Meter–Ausrollung von den restlichen Betriebskosten der regulierten Netzbetreiber an, insbesondere in den Bereichen Informationstechnologie und Telekommunikation. Dies sollte unsachgemäße Kostenverschiebungen verhindern.⁴⁰

Die Kombination von zwei grundsätzlich verschiedenen Regulierungsansätzen erschwerte jedoch die Abgrenzung. Detaillierte jährliche Kostenprüfungen waren für die Anreizregulierung während der Regulierungsperiode verzichtbar, nicht jedoch für die Kosten Plus–Regulierung. Aber auch detaillierte Prüfungen konnten die Angemessenheit operativer Mehrkosten nicht immer zweifelsfrei feststellen, weil Unterschiede zwischen den Netzbetreibern die Vergleichbarkeit erschwerten:

³⁹ Kapitalkostenverzinsung; WACC (Weighted Average Cost of Capital) bzw. gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten

⁴⁰ E–Control, Monitoringbericht 2016, S. 32 und 39

Tabelle 11: Prüfung der Angemessenheit der operativen Mehrkosten der Ausrollung

Beurteilung der sachlichen Angemessenheit	Beurteilung der betraglichen Angemessenheit
<ul style="list-style-type: none"> – Sind die operativen Mehrkosten eindeutig der Smart Meter–Ausrollung zuordenbar? – Ist die Verlegung von Lichtwellenleitern allein der Smart Meter–Ausrollung zuordenbar (oder auch für Smart Grids bzw. für Kabelfernsehangebote vorgesehen)? – Entspricht der Funktionsumfang der intelligenten Messgeräte der IMA–VO 2011 oder geht er darüber hinaus? 	<ul style="list-style-type: none"> – Bestehen Unterschiede in der Ausrollungsstrategie, im Zeitpunkt des Beginns bzw. in der Geschwindigkeit der Ausrollung? – Wie sind Dienstleistungen im Konzernverbund organisiert? – Kommen konzerninterne Verrechnungspreise oder Pauschalen zur Anwendung? – Wird bereits vorhandenes Personal für den Smart Meter–Tausch eingesetzt? (dann keine Mehrkosten)

Quellen: E–Control; Darstellung: RH

(4) Die Branchenvertretung hatte vor der Regulierungsperiode 2014 bis 2018 vorgeschlagen, den Betriebskostenfaktor um pauschale Kostensätze (ohne Prüfung) zu ergänzen. Die E–Control hatte eine sachgemäße Herleitung von – für alle Netzbetreiber jeweils angemessenen – Pauschalsätzen wegen der noch nicht erfolgten Ausrollung jedoch als nicht durchführbar beurteilt.⁴¹

(5) Die E–Control verfügte über kein Controlling–Konzept, das ihr erlaubt hätte, den heterogenen Verlauf und Stand der Ausrollung zu verfolgen und ihre Annahme, die Smart Meter–Einführung werde zu keinen Mehrkosten führen, in finanzieller Hinsicht zu überwachen. Ebenso bestand (noch) kein Konzept, um nach der Ausrollung ex post eine Aussage über die Gesamtkosten der Einführung intelligenter Messgeräte treffen zu können.

(6) Die E–Control stellte im Regulierungssystem 2014 bis 2018 eine Überprüfung der Effizienz der Smart Meter–Ausrollung in Aussicht, um ein produktives Verhalten seitens der Unternehmen sicherzustellen.⁴²

(7) Für die 2019 beginnende neue Regulierungsperiode für Stromnetzbetreiber waren die Rahmenbedingungen im Laufe des Jahres 2018 festzulegen.

24.2

Der RH stellte kritisch fest, dass die E–Control kein Controlling–Konzept hatte, um ihre ursprüngliche Annahme und wiederholte Zusicherung, die Einführung intelligenter Messgeräte sei aus den bestehenden Messentgelten finanzierbar und werde keine Mehrkosten für Endkundinnen und Endkunden verursachen, im Zuge der Umsetzung überprüfen und ex post auch darstellen zu können.

⁴¹ E–Control 2013, Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber, S. 103 f.

⁴² ebenda, S. 101

Er wies ferner darauf hin, dass das Regulierungssystem 2014 bis 2018 Investitionskosten für die Einführung intelligenter Messgeräte ohne detaillierte Prüfung abschlagsfrei anerkannte. Dieser Umstand sowie der – nach Ansicht des RH – für den Netzbereich relativ hohe WACC von 6,42 % schufen für Netzbetreiber einen Anreiz, Smart Meter-Kosten nach Möglichkeit zu aktivieren.

Das Kosten-Plus-System, das nur operative Mehrkosten der Smart Meter-Ausrollung anerkannte und das System der Anreizregulierung, das auf Produktivitätsvorgaben abstellte, führte zu Abgrenzungsproblemen. Es war nicht auszuschließen, dass sachlich nicht gerechtfertigte Kosten bzw. mangels Vergleichbarkeit zu hohe Kosten anerkannt wurden. Eine spätere nicht sachgemäße Herausrechnung der Smart Meter-Kosten konnte überdies auch Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern verzerren. Nach Ansicht des RH bestanden kurzfristig dennoch wenig Alternativen zum Kosten-Plus-System, zumal die sachgemäße Herleitung einheitlicher und angemessener Kostenpauschalen wegen des im Basisjahr für die Regulierungsperiode ab dem Jahr 2019 jedenfalls noch niedrigen Ausrollungsgrads nicht möglich war.

Der RH verwies auf seine Ausführungen in [TZ 6](#) und [TZ 22](#) und betonte, dass die Endverbraucher einen Anspruch auf finanzielle Rechenschaft haben, weil das Vorhaben aus Netzentgelten finanziert wird.

Der RH empfahl der E-Control, im Rahmen einer Aktualisierung der Kosten-Nutzen-Analyse insbesondere die Einführungskosten zu erheben und darzustellen, wie sich deren Finanzierung über die Amortisationsdauer im Rahmen der bestehenden Messentgelte jährlich darstellt.

Er empfahl der E-Control ferner, die operativen Mehrkosten der Smart Meter-Ausrollung sachgerecht zu erheben und auf ihre Angemessenheit zu überprüfen. Dazu könnten bspw. auf Basis der vom Aufsichtsrat genehmigten Business- und Ausrollungspläne der Netzbetreiber Vergleiche angestellt und anhand der jährlichen Abfragen zum Stand der Ausrollung (z.B. Monitoringberichte) aktualisiert werden. Eine Zuordnung der Netzbetreiber nach geeigneten Kategorien (z.B. Ausrollungsstrategie, Ausrollungsphase) sollte unternehmensübergreifende Anhaltspunkte für die Kostenanerkennung geben.

Ebenso empfahl er der E-Control, Konzepte zu erarbeiten für

- eine ex post-Feststellung der Gesamtkosten des Vorhabens sowie
- eine Effizienzüberprüfung der Ausrollung der intelligenten Messgeräte.

Anforderungen an intelligente Messgeräte

Definition der Anforderungen

25.1 (1) Die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009 der EU stellte auf intelligente „Messsysteme“ ab (siehe **TZ 3**, Tabelle 2). Das EIWOG 2010 dagegen normierte intelligente „Messgeräte“ und definierte diese grundsätzlich als Messeinrichtungen, die über eine Datenübertragung verfügen.⁴³

(2) Die ERGEG wies in ihren Leitlinien vom Februar 2011⁴⁴ auf die Schwierigkeit hin, intelligente Messsysteme auf „zukunftsichere“ Art und Weise zu implementieren. Im Mittelpunkt der ERGEG-Leitlinien standen daher weniger technische Anforderungen als Dienstleistungen für Verbraucherinnen und Verbraucher. Die Mitgliedstaaten sollten diese von der Industrie bereitzustellenden Dienstleistungen festlegen. Auch die Europäische Kommission folgte in ihren Empfehlungen vom März 2012⁴⁵ diesem Ansatz:

Tabelle 12: Mindestanforderungen – Empfehlungen der Europäischen Kommission

Funktionen für ...	Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme
Endverbraucher	<ul style="list-style-type: none"> – direkte, genaue, benutzerfreundliche und zeitnahe Bereitstellung der Messwerte – ausreichend häufige Aktualisierung der Messwerte, mindestens im 15-Minuten-Takt
Messstellenbetreiber bzw. Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> – Fernablesung der Zähler (Schlüsselfunktion) – Bereitstellung eines bidirektionalen Kommunikationskanals (Schlüsselfunktion) – Ermöglichung ausreichend häufiger Ablesungen der Messwerte für Zwecke der Netzplanung
kommerzielle Aspekte der Energieversorgung	<ul style="list-style-type: none"> – Unterstützung fortschrittlicher Tarifsyste – Ermöglichung der Fern-Ein-/Ausschaltung der Versorgung und/oder Lastflüsse oder der Strombegrenzung
Sicherheit und Datenschutz	<ul style="list-style-type: none"> – Bereitstellung einer sicheren Datenkommunikation – Verhinderung und Aufdeckung von Betrug
dezentrale Erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> – Bereitstellung von Import-/Exportmessungen für die Erzeugung aus erneuerbarer Energie

Quellen: Europäische Kommission; Darstellung: RH

⁴³ gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010

⁴⁴ ERGEG, Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas, 8. Februar 2011, Brüssel

⁴⁵ Empfehlungen der Kommission vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme (2012/135/EU)

(3) Nach den ERGEG–Leitlinien vom Februar 2011, aber noch vor den Empfehlungen der Europäischen Kommission vom März 2012, erließ die E–Control am 25. Oktober 2011 die Verordnung über die Anforderungen an intelligente Messgeräte (IMA–VO 2011).⁴⁶ Bei der Erstellung der IMA–VO 2011 hatte sie sich im Wesentlichen auf Vorarbeiten der europäischen Gremien sowie auf Konsultationen und Gespräche mit Branchenvertretungen, Netzbetreibern sowie Geräteherstellern gestützt.

Laut Bericht der Europäischen Kommission vom Juni 2014⁴⁷ berücksichtigten die meisten Mitgliedstaaten die zehn gemeinsamen Mindestfunktionalitäten in ihren intelligenten Messsystemen, aber nur wenige legten sie – so wie Österreich – formell und rechtsverbindlich fest. Die E–Control hatte diese Anforderungen überdies im Rahmen der Kostenermittlung für die Systemnutzungsentgelte zu berücksichtigen.⁴⁸

(4) EU–weite Standards sollten die Interoperabilität der Geräte und Komponenten sowie der Datenkommunikation gewährleisten und eine offene Architektur für Versorgungsmessgeräte sowie Kommunikationsprotokolle schaffen. Zu diesem Zweck erteilte die Europäische Kommission im März 2009 den Normungsauftrag (Mandat M/441) für intelligente Messgeräte, dessen Ergebnisse Ende 2011 vorliegen hätten sollen.

Tatsächlich schlossen die europäischen Normungsorganisationen⁴⁹ den Auftrag jedoch erst im Jahr 2014 ab. Laut Auskunft der zuständigen Fachabteilung für das Maß– und Eichwesen entwickelte sich die Normung der Anforderungen an Smart Meter bei den elektrischen Systemen insbesondere ab dem Jahr 2015 sehr stark.

Die E–Control vermerkte in den Erläuterungen zur IMA–VO 2011, dass die intelligenten Messgeräte und ihre Kommunikationsschnittstellen die Anforderungen des Normungs–Mandats M/441 der Europäischen Kommission – sobald verfügbar – zu erfüllen hatten bzw. auf offenen Standards basieren sollten, um dem Stand der Technik zu entsprechen. Zur Erfüllung künftiger Normen sollte der Netzbetreiber – so die Erläuterungen zur IMA–VO 2011 – vorab eine Kosten–Nutzen– sowie Sicherheitsabwägung durchführen (siehe **TZ 41**). Auf dieser Basis werde über einen etwaigen Austausch der Geräte zu entscheiden sein. Zukünftigen Änderungen von Normen sowie Sicherheitsanforderungen sollte durch Fern–Updates entsprochen werden.

⁴⁶ Intelligente Messgeräte–AnforderungsVO 2011 – IMA–VO 2011, gemäß § 83 Abs. 2 EIWOG 2010

⁴⁷ European Commission, SWD/(2014) 189 final, 17. Juni 2014, Commission Staff Working Document, Cost–benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU–27, S. 55

⁴⁸ gemäß § 83 Abs. 2 bzw. § 59 EIWOG 2010

⁴⁹ CEN, CENELEC und ETSI

25.2

Der RH hob hervor, dass die EU-Vorgaben auf intelligente Messsysteme abstellten, die eine Reihe von Funktionen für Marktteilnehmer erfüllen sollten; dagegen richtete die IMA-VO 2011 den Fokus eher auf technische Mindestfunktionalitäten von intelligenten Messgeräten. Diese Funktionalitäten hatten auch für die Kosten- und Entgeltermittlung der Regulierungsbehörde E-Control Bedeutung.

Nach Ansicht des RH bestand das Risiko, dass die in der IMA-VO 2011 festgelegten Gerätefunktionen für neuere Entwicklungen nicht offen genug waren. Überdies konnte die Verknüpfung einzelner technischer Anforderungen mit der Kosten- und Entgeltermittlung den Einsatz technischer Innovationen behindern und stand nach Ansicht des RH nicht im Einklang mit dem Grundsatz einer technologieneutralen Kostenregulierung. Bezüglich der Geltung der Ergebnisse des Normungs-Mandats M/441 verwies der RH auf seine Empfehlung in **TZ 41**.

Umsetzung der Kundenschnittstelle

26.1

(1) Gemäß § 3 Z 6 IMA-VO 2011 sollten die intelligenten Messgeräte über eine Schnittstelle mit den in der Kundenanlage vorhandenen externen Geräten kommunizieren können. Die Europäische Kommission erachtete eine direkte, genaue, benutzerfreundliche und zeitnahe Bereitstellung der Messwerte über eine genormte Schnittstelle als Schlüssel für ein Energiemanagement „in Echtzeit“⁵⁰. Gemäß § 84 Abs. 5 EIWOG 2010 sollten Endverbraucher auf Wunsch alle im intelligenten Messgerät erfassten Messwerte über eine unidirektionale Kommunikationsschnittstelle auslesen können.

(2) Laut den Erläuterungen zur IMA-VO 2011 war die Schaltung von Kundenanlagen (z.B. für „Home Automation“-Anwendungen) über die Kundenschnittstelle jedoch „derzeit technisch nicht zufriedenstellend realisierbar“, weil die erforderlichen genormten Schnittstellen fehlten und die Bandbreiten zu begrenzt waren. Die Schnittstelle war in Österreich nicht auf die Erfüllung des im Jahr 2014 abgeschlossenen europäischen Mandats M/441 ausgelegt (siehe **TZ 25**). Zwar setzten größere Netzbetreiber als Standard den M-Bus⁵¹ ein, jedoch konnten auch Geräte mit anderen Kundenschnittstellen zum Einsatz kommen. Österreichweit tätige Anbieter im Bereich der Home Automation konnten diese nur mit erhöhtem Aufwand nutzen.

(3) Von September 2010 bis Oktober 2011 untersuchte die Netz NÖ in einem Pilotprojekt⁵² bei 287 Haushalten bzw. Dienstleistungsunternehmen die Auswirkungen von Feedback aus Smart Meter-Daten auf das Energieverbrauchsverhalten.

⁵⁰ zur automatischen (Fern-)Steuerung der Hausinfrastruktur (z.B. Klima- und Beleuchtungstechnik, Rollläden)

⁵¹ standardisiertes Kommunikationsprotokoll

⁵² im Rahmen des Programms „Neue Energien 2020“ vom Klima- und Energiefonds gefördert

Die Ergebnisse zeigten, dass direkte Feedbacksysteme (etwa ein Wohnungsdisplay) höhere Energieeinsparungen ermöglichten. Feedback über Internet (über das gemäß § 84 Abs. 2 ElWOG 2010 vorgesehene Web-Portal) wurde dagegen kaum genutzt. Im Überprüfungszeitraum reduzierten die Teilnehmer des Pilotversuchs den Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr um durchschnittlich 3,9 %, während der Stromverbrauch der Kontrollgruppe im gleichen Zeitraum nur um 1,1 % sank.

26.2 Der RH hielt fest, dass eine benutzerfreundliche und zeitnahe Bereitstellung der Messwerte für das Energiemanagement von Haushalten beeinträchtigt war, weil die IMA-VO 2011 keine genormte Kundenschnittstelle vorsah. Tatsächlich erwies sich eine direkte Rückmeldung an die Verbraucherinnen und Verbraucher für Energieeinsparungen als durchaus wirksam, wie etwa ein Pilotprojekt der Netz NÖ in den Jahren 2010 und 2011 bestätigte.

26.3 Laut Stellungnahme der E-Control gehöre die Festlegung von Normen und Standards nicht zu ihren Aufgaben. Eine Festlegung auf eine bestimmte Norm bzw. auf einen bestimmten Standard hätte auch dem Grundsatz der Technologieneutralität widersprochen.

26.4 Der RH erwiderte der E-Control, dass auch die Erläuterungen zur IMA-VO auf das Fehlen der notwendigen Standardschnittstellen hinwiesen. Die rechtsverbindliche Festlegung der Anforderungen an intelligente Messgeräte erfolgte in Österreich allerdings bereits zu einem Zeitpunkt, zu dem die Ergebnisse des europäischen Mandats M/441 noch nicht vorlagen.

Umsetzung der Multi Utility-Schnittstelle durch die Netz NÖ

27.1 (1) Die IMA-VO 2011 schrieb in § 3 Z 5 die Ausstattung der intelligenten Messgeräte mit einer Kommunikationsschnittstelle für mindestens vier externe Mengemessgeräte vor. Diese sogenannte Multi Utility-Schnittstelle sollte die Kommunikation und Datenübertragung z.B. auch für Gas- oder Wasserzähler ermöglichen.

(2) Im November 2012 entschied der Vorstand der E-Control nach einer Herstelleranfrage, dass die Netzbetreiber selbst entscheiden konnten, ob sie die Multi Utility-Schnittstelle mit dem Einbau oder auf Kundenwunsch nachträglich installierten. Der nachträgliche Einbau musste kostenlos sowie schnell und unbürokratisch erfolgen. Die NetzdienstleistungsVO Strom 2012 (**END-VO 2012**)⁵³ der E-Control vom Dezember 2012 bestimmte für den Netzbetreiber längstens fünf Arbeitstage als Umsetzungsfrist.

⁵³ § 10 Abs. 5, Verordnung der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012)

(3) Die Netz NÖ erachtete diese Schnittstelle als wirtschaftlich und technisch nicht zweckmäßig, weil

- nur rd. 25 % der Anlagen im Netzgebiet über Elektrizitäts- und Gaszähler verfügten und
- sich rd. 60 % der Gaszähler außerhalb des Gebäudes an der Grundstücksgrenze in einem Metallkasten befanden, und die Stromzähler zumeist in einem Metallschrank im Haus montiert waren. In Feldtests konnte nur in rd. 50 % der Fälle eine Funkverbindung zwischen den Gas- und Stromzählern hergestellt werden.

Im Jänner 2014 unterrichtete die Netz NÖ die E-Control über diesen Umstand. Die Vertreter der E-Control meinten, dass eine Multi Utility-Schnittstelle im Stromzähler nicht verbindlich sei, sondern eine Option darstelle. Bei einer künftig erforderlichen kommunikativen Anbindung der Gaszähler sei wirtschaftlich und technisch eine auf die jeweilige Einbausituation der Gaszähler abgestimmte Lösung anzustreben.

(4) Für die Monitoringberichte 2014 und 2015 meldete die Netz NÖ der E-Control jeweils, dass sie die intelligenten Messgeräte nicht mit einer Multi Utility-Schnittstelle ausstatten werde. In ihrem Antwortschreiben vom Juli 2015 erinnerte die E-Control an die rechtliche Anforderung; im Jahr 2016 verzichtete sie auf diese Klarstellung. Nach Auskunft der Netz NÖ war zur Zeit der Gebarungsüberprüfung durch den RH auch eine nachträgliche modulare Anbindung nicht gewährleistet.

27.2

Der RH wies darauf hin, dass die E-Control seit Jänner 2014 wusste, dass die Netz NÖ intelligente Messgeräte ohne Multi Utility-Schnittstelle beschaffte. Damit war eine Anforderung der IMA-VO 2011 nicht erfüllt; auch eine nachträgliche modulare Anbindung war nicht vorgesehen.

Er bemerkte kritisch, dass die E-Control als Verordnungsgeber eine Anforderung der IMA-VO 2011 in einem bilateralen Gespräch mit einem Netzbetreiber als Option darstellte und sich zur Nichterfüllung definierter Mindestanforderungen verschwie. Ebenso wies er kritisch darauf hin, dass die Netz NÖ, deren Projektauftrag (siehe [TZ 43](#)) erklärtermaßen die Einhaltung der gesetzlichen Bestimmungen vorsah, eine Anforderung der IMA-VO 2011 bzw. der END-VO 2012 nicht erfüllte.

Der RH empfahl der E-Control, die Zweckmäßigkeit der entsprechenden Regelung im konkreten Fall abzuklären und, je nach Ergebnis, entweder auf einer Umsetzung der Verordnung zu bestehen oder die IMA-VO 2011 bzw. die END-VO 2012 anzupassen.

- 27.3** (1) Laut Stellungnahme der E-Control habe die Multi Utility-Schnittstelle für jene Netzbetreiber, die bereits Smart Meter ausgerollt haben, kein Problem dargestellt und sei implementiert worden. Nachdem die Netz NÖ noch keine Smart Meter ausgerollt habe, werde die Vorgehensweise dort weiter zu evaluieren sein.
- (2) Zur Empfehlung des RH teilten die E-Control und die Netz NÖ mit, dass diesbezüglich bereits Abstimmungsgespräche stattfänden.

Technische Umsetzung des Opt-out-Rechts

- 28.1** (1) Der Gesetzgeber schuf im August 2013 ein Wahlrecht (Opt-out-Recht) für Kundinnen und Kunden. Die konkrete Umsetzung lag im Ermessen der Netzbetreiber, die dabei auch die Zielvorgaben der IME-VO (95 % Ausrollung bis 2019) zu beachten hatten. Dies warf Fragen zur diskriminierungsfreien Inanspruchnahme des Opt-out-Rechts und zur konkreten technischen Umsetzung auf.
- (2) Die E-Control passte die IMA-VO 2011 nicht an. Im Juni 2015, zwei Jahre nach dem Beschluss des Nationalrats, definierte sie jedoch in ihren „Sonstigen Marktregeln“ – die allerdings keinen adäquaten Rechtsschutz gewähren⁵⁴ – drei Messgeräte-Varianten mit verschiedenem Funktionsumfang:

⁵⁴ vergleiche Christian F. Schneider und Karl Stöger, Regulierungsrecht (der Netzwirtschaften), Skriptum zu den Lehrveranstaltungen an den Universitäten Graz und Linz, 11. Auflage, Sommersemester 2016, S. 42

Tabelle 13: Zählervarianten und Konfigurationen

Konfiguration	intelligentes Messgerät in der Standardkonfiguration (IMS)	intelligentes Messgerät in der erweiterten Konfiguration (IME)	digitaler Standardzähler (DSZ)
	Standard	Opt-in	Opt-out
Gesetzliche Grundlagen			
Einführung	EIWOG 2010 (§ 83 Abs. 1) IME-VO 2012	EIWOG-Novelle 2013 (§ 83 Abs. 2) (15 Minuten Intervall)	EIWOG-Novelle 2013 (§ 83 Abs. 1)
technische Anforderungen	IMA-VO 2011	IMA-VO 2011 in Verbindung mit IME-VO Novelle 2017 (§ 1 Abs. 5)	IMA-VO 2011 in Verbindung mit IME-VO Novelle 2017 (§ 1 Abs. 6)
Definition der E-Control laut Sonstige Marktregeln, gültig ab 1. Juli 2015	Ein intelligentes Messgerät, bei dem täglich ein Zählerstand übertragen wird, da der Kunde keine Zustimmung zur Übertragung von Viertelstundenwerten erteilt hat.	Ein intelligentes Messgerät, bei dem Viertelstundenwerte übertragen werden, da der Kunde seine ausdrückliche Zustimmung zur Übertragung dieser Werte erteilt hat oder dies zur Erfüllung von Pflichten aus einem vom Kunden gewählten, auf Viertelstundenwerten basierenden Liefervertrag erforderlich ist.	Ein elektronisches Messgerät, das keine Viertelstundenwerte speichert und über keine Abschaltfunktion bzw. Leistungsbegrenzungsfunktion verfügt und daher kein intelligentes Messgerät ist. Regelmäßige Auslesung und Übertragung des monatlichen Zählerstands ist möglich. Für Verbrauchsabgrenzungen ist eine Übermittlung des Zählerstands vorzusehen.
IME-VO Novelle 2017 § 1 Abs. 5 und 6 vom 15. Dezember 2017			keine Speicherung bzw. Übertragung von Monats-, Tages- und Viertelstundenwerten
	<ul style="list-style-type: none"> – Auslesung und Übertragung des Zählerstands für Abrechnung oder Verbrauchsabgrenzungen und der höchsten viertelstündlichen Durchschnittsbelastung (Leistung) innerhalb eines Kalenderjahres, – Ausstattung mit intelligentem Messgerät auf Wunsch des Endverbrauchers binnen sechs Monaten, – Opt-in: umgehende Aktivierung und Programmierung auf Wunsch des Endverbrauchers. 		
Funktionsumfang			
ausdrückliche Kundenentscheidung	nein, nicht erforderlich	ja, Zustimmung zur Übertragung von Viertelstundenwerten	ja, Opt-out-Wunsch ist dem Netzbetreiber mitzuteilen
Übertragung von			
Jahresverbrauchswerten	ja	ja	ja
Monatsverbrauchswerten	ja	ja	nein
Tagesverbrauchswerten	ja	ja	nein
Viertelstundenwerten	nein	ja	nein
höchster Viertelstunden-Leistungswert pro Jahr	ja	ja	ja
Fernabschaltung	ja	ja	nein
Häufigkeit der Auslesung	täglich ein Tageswert	täglich 96 Viertelstundenwerte	jährlich ein Jahreswert
Hardware	<ul style="list-style-type: none"> – jeweils identische Geräte (laut Netz NÖ und Netz OÖ), – die jeweilige Konfiguration der Funktion muss am Messgerät ersichtlich sein. 		

Quellen: EIWOG; IMA-VO; IME-VO; Sonstige Marktregeln; Netz NÖ, Netz OÖ; Darstellung: RH

28.2 Der RH bemängelte, dass die vom Gesetzgeber im August 2013 eingeräumte Opt-out-Möglichkeit erst nach zwei Jahren, durch Definition von drei Zählervarianten in den „Sonstigen Marktregeln“ der E-Control, eine technische Umsetzung fand. Nach Ansicht des RH stellten die „Sonstigen Marktregeln“ keine rechtlich angemessene Form der Regelung dar. Netzbetreiber wie etwa die Netz NÖ sahen darin jedoch eine wesentliche Klarstellung und Voraussetzung für die Wiederaufnahme ihres 2013 unterbrochenen Beschaffungsprozesses (siehe [TZ 45](#)). Erst im Dezember 2017 erfolgte mit der zweiten Novelle der IME-VO eine weitere Klarstellung im Rahmen einer Verordnung (siehe [TZ 35](#)). Allerdings kam die Festlegung von Funktionalitäten der intelligenten Messgeräte nach § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 allein der E-Control, nicht aber dem Wirtschaftsminister zu (siehe [TZ 25](#)).

Der RH merkte ferner kritisch an, dass das Wirtschaftsministerium und die E-Control insgesamt vier Jahre benötigten, um die vom Nationalrat geschaffene Opt-out-Möglichkeit umzusetzen.

28.3 Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus schloss sich in seiner Stellungnahme der Ansicht des RH nicht an, wonach der Wirtschaftsminister mit der Einführung des digitalen Messgeräts (DSZ) als Opt-out-Gerät in der Novelle der IME-VO technische Funktionalitäten festgelegt habe, dies aber in die alleinige Zuständigkeit der E-Control gefallen wäre. In § 1 Abs. 6 letzter Satz IME-VO werde explizit auf die IMA-VO der E-Control Bezug genommen. Nach dieser Regelung müssten auch digitale Messgeräte die von der E-Control verordneten Anforderungen erfüllen, wenn sie auf die Zielverpflichtung angerechnet werden sollen. Insofern wäre „die vom Rechnungshof implizit in den Raum gestellte Rechtsansicht, der Wirtschaftsminister habe die Grenzen der gesetzlichen Ermächtigung und damit rechtswidrig gehandelt, nicht nachvollziehbar“. Des Weiteren hätten sich die Probleme im Zusammenhang mit der im EIWOG 2010 geschaffenen Opt-out-Möglichkeit erst im Zuge der praktischen Umsetzung gezeigt. So sei bspw. die Nachmieter-Problematik erst in den Jahren 2015/2016 aufgekommen. Wie den Erläuterungen zur IME-VO-Novelle 2017 zu entnehmen sei, sollten gerade solche Fälle mit der neuen Regelung erfasst werden.

28.4 Der RH verwies auf seine Ausführungen in [TZ 29](#) sowie auf die Stellungnahme des Ministeriums zu [TZ 29](#), wonach es die Rechtsansicht des RH noch näher prüfen wolle.

Bestandsschutz

29.1

(1) Gemäß § 1 Abs. 2 IME-VO des Wirtschaftsministers konnten jene intelligenten Messgeräte, die bereits vor dem Inkrafttreten der IMA-VO 2011 „beschafft oder eingebaut wurden und die darin enthaltenen Anforderungen nicht erfüllen“, weiterhin in Betrieb gehalten (Bestandsschutz) und auf die Zielverpflichtungen (Ausrollungsquoten) angerechnet werden.

(2) Die Netz OÖ trug als „Front Runner“ das Risiko, dass ihre – auf Basis eines Vertrags aus dem Jahr 2005 – eingebauten intelligenten Messgeräte die Anforderungen der IMA-VO 2011 der E-Control nicht vollumfänglich erfüllten bzw. dass Anpassungskosten anfielen (siehe [TZ 41 f.](#), [TZ 55](#), [TZ 57](#)).

Laut einer Stellungnahme zur Novelle 2017 der IME-VO bestanden „politisch getätigte Zusagen, Front Runner bei der Smart Meter-Einführung mit späteren Änderungen nicht zu bestrafen“. Die Novelle 2017 erweiterte den Bestandsschutz und die Anrechenbarkeit auf die vor dem Dezember 2017 eingebauten Geräte, die nicht alle Funktionen bzw. Funktionsänderungen für die Umsetzung des Opt-out-Rechts (siehe [TZ 28](#)) erbringen konnten.

(3) Am 20. Oktober 2011 – kurz vor Inkrafttreten der IMA-VO am 1. November 2011 – bestellte die Netz OÖ⁵⁵ rd. 38.000 Zähler als Vorgriff auf eine für 2012 vorgesehene Ziehung der Option. Laut Auftragsbestätigung war dem Auftraggeber bekannt, dass „die Geräte nicht der IMA-VO entsprechen.“ Sie sollten jedoch bis Ende 2012 „an die Forderungen laut IMA-VO [...] entsprechend angepasst“ werden. Nach Auskunft der Netz OÖ diente die Bestellung der unterbrechungsfreien Ausrollung einer weiteren Jahrestanche (rd. 40.000 Endgeräte) mit 15 eingearbeiteten Monteuren. Der Abruf der Zähler erfolgte ab Dezember 2011, die Lieferungen ab April 2012 (siehe [TZ 10](#)).

29.2

Der RH merkte kritisch an, dass die E-Control in der IMA-VO 2011 keine näheren Regelungen zu den bereits vor November 2011 beschafften oder eingebauten Geräten getroffen hatte.

Er wies darauf hin, dass die im April 2012 verlautbarte IME-VO des Wirtschaftsministers einen Teil der intelligenten Messgeräte von den Bestimmungen der IMA-VO 2011 ausnahm. Nach Ansicht des RH konnte der Minister gemäß § 83 Abs. 1 ElWOG 2010 zwar festlegen, in welchem Zeitraum wie viele intelligente Messgeräte auszurollen waren, nicht aber, welche technischen Anforderungen diese zu erfüllen hatten. Letzteres lag allein in der Kompetenz der Regulierungsbe-

⁵⁵ im Wege der Telekom OÖ GmbH

hörde E–Control (siehe [TZ 25](#)). Die Rechtskonformität des § 1 Abs. 2 IME–VO war nach Ansicht des RH daher zweifelhaft.

29.3 Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus teilte in seiner Stellungnahme mit, die Rechtsansicht des RH zu § 1 Abs. 2 IME–VO noch näher zu prüfen. Es gehe jedoch grundsätzlich davon aus, dass auch jene Geräte, die in den Bestandsschutz fallen, „die Grundanforderungen eines intelligenten Messgerätes im Sinne des § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 (zeitnahe Messung, fernauslesbare und bidirektionale Datenübertragung) aufweisen“.

Datenschutz

Rechtliche Implementierung aus Sicht des Datenschutzes

30.1 (1) Die Energiesektion des Wirtschaftsministeriums erstellte Mitte 2009 ein Konzept für die innerstaatliche Umsetzung des Dritten Binnenmarktpakets. Im September 2009, anlässlich einer Besprechung, in der die beteiligten Bundesministerien, große Teile der österreichischen Energiewirtschaft, Sozialpartner und Gebietskörperschaften sowie die E–Control vertreten waren – nicht jedoch der Datenschutzrat oder andere Datenschutzinstitutionen –, ging man noch von einer Einführung intelligenter Messsysteme im Wege einer Vereinbarung aus (siehe [TZ 7](#)). Im Jänner 2010 beauftragte jedoch der Wirtschaftsminister⁵⁶ die E–Control mit der Erstellung eines Gesetzesvorschlags bis Ende Februar.

(2) Die E–Control hatte sich schon in den Jahren davor intensiv mit der flächendeckenden Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich beschäftigt. Hinsichtlich der Stromverbrauchsmessung präferierte sie dabei die Erfassung und Speicherung im 15–Minuten–Abstand sowie eine tägliche Übermittlung dieser Verbrauchswerte an den jeweiligen Netzbetreiber.

(3) Laut vorliegenden Studien sowie einer Stellungnahme des Europäischen Datenschutzbeauftragten vom Juni 2012 bedeutet eine derart präzise Erfassung des Stromverbrauchs einzelner Wohneinheiten, dass aus diesen Verbrauchsdaten detaillierte Informationen über Lebensgewohnheiten, konkrete Tätigkeiten und Aufenthaltsorte einzelner Personen abgeleitet werden könnten. In Anbetracht solch weitreichender Informationen über die Privatsphäre wurden Bedenken hinsichtlich des Datenschutzes formuliert.

⁵⁶ Dr. Reinhold Mitterlehner

(4) Nach § 41 des Bundesgesetzes über den Schutz personenbezogener Daten (Datenschutzgesetz 2000 – DSG 2000), welches ein im Verfassungsrang stehendes Grundrecht auf Datenschutz normiert, war zur Beratung der Bundesregierung sowie der Landesregierungen in Fragen des Datenschutzes ein Datenschutzrat eingerichtet. Diesem hatten die Bundesministerien bei Gesetzesentwürfen – soweit diese datenschutzrechtlich von Bedeutung waren – Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Der Datenschutzrat erhielt den Gesetzesentwurf für das ElWOG 2010, der u.a. die Einführung der intelligenten Messgeräte regelte, anlässlich des Begutachtungsverfahrens zur Stellungnahme. In die Vorarbeiten des Wirtschaftsministeriums war er – im Gegensatz zu Interessenvertretungen und Branchenvertretern – nicht eingebunden. In späteren einschlägigen Stellungnahmen wies er kritisch auf seine mangelnde Einbindung im Vorfeld der Normsetzungsprozesse hin.

30.2

Der RH kritisierte, dass das Wirtschaftsministerium – neben Interessen- und Branchenvertretern – nicht von vornherein auch den Datenschutzrat und weitere Datenschutzorganisationen in die Vorarbeiten zur Umsetzung des Dritten Binnenmarktpakets einband, obwohl sich mit der Einführung intelligenter Messgeräte bedeutende Eingriffe in das Grundrecht auf Datenschutz abzeichneten. Er erachtete die fehlende frühzeitige Einbindung des Datenschutzrats als Versäumnis, zumal sich Ende des Jahres 2009 eine Einführung im Wege eines Bundesgesetzes abzeichnete und die Entwurfsarbeiten dafür zumindest teilweise an die E-Control delegiert wurden, die eine sehr detaillierte Datenerfassung befürwortete.

30.3

Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus führte in seiner Stellungnahme – unter Verweis auf **TZ 9** – aus, dass sich die Einführung der intelligenten Messgeräte als Work-in-Progress dargestellt habe, bei deren Umsetzung der Gesetzgeber wie auch der Ordnungsgeber auf die praktisch auftretenden Probleme sukzessive reagiert hätten.

30.4

Der RH entgegnete dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, dass sich seine Kritik ja gerade darauf bezog, dass der Datenschutzrat nicht von Beginn an eingebunden worden war, obwohl die beabsichtigte Erhebung umfangreicher Verbrauchsdaten naturgemäß geeignet war, das im Verfassungsrang stehende Grundrecht auf Datenschutz ernsthaft zu tangieren.

31.1

(1) Nach Durchführung eines Begutachtungsverfahrens wurde das ElWOG 2010 am 23. Dezember 2010 verlautbart. Es enthält in den §§ 83 und 84 Bestimmungen über intelligente Messgeräte sowie deren Messdaten und sieht zudem drei Verordnungsermächtigungen vor:

- Gemäß § 83 Abs. 1 konnte der Wirtschaftsminister nach Durchführung einer Kosten–Nutzen–Analyse die Einführung intelligenter Messgeräte mit Verordnung festlegen.
- Nach § 83 Abs. 2 hatte die Regulierungsbehörde E–Control die Anforderungen an intelligente Messgeräte durch Verordnung zu bestimmen. Nähere Festlegungen zu diesen Anforderungen enthielt der Gesetzestext nicht.
- Nach § 84 Abs. 1 sollten die Netzbetreiber die Zählerstände der intelligenten Messgeräte täglich erfassen und für Zwecke der Verrechnung, Kundeninformation und Energieeffizienz speichern sowie den betreffenden Endverbrauchern sämtliche Verbrauchsdaten im Internet zur Verfügung stellen. Nach § 84 Abs. 2 hatten sie die Messwerte monatlich an die jeweiligen Stromlieferanten zu übermitteln, sofern der Kunde nicht widersprach. Die Regulierungsbehörde konnte mit Verordnung die an den Lieferanten zu übermittelnden Daten sowie den Detaillierungsgrad und die Form der Kundeninformation festlegen.

(2) Mehrere Stellungnahmen im Begutachtungsverfahren wiesen auf die mangelnde Determination dieser Verordnungsermächtigungen durch den Gesetzesentwurf hin. Diesbezügliche Änderungen des Gesetzestextes erfolgten bis zur Beschlussfassung nicht mehr.

(3) Der Vorsitzende des Datenschutzrats richtete vor der Beschlussfassung im Parlament ein Schreiben an die Klubobleute der damaligen Regierungskoalition und wies darauf hin, dass die vorgesehenen Regelungen zum Teil nicht den datenschutzrechtlichen Vorgaben einer ausdrücklichen gesetzlichen Ermächtigung gemäß § 1 Abs. 2 Datenschutzgesetz 2000 zur Ermittlung von personenbezogenen Daten entsprachen. Eine solche Ermächtigung sollte insbesondere „den Anlass und Zweck der Verwendung, die von der Verwendung Betroffenen, die Kategorien der zu verwendenden Datenarten, den oder die Auftraggeber, allfällige Übermittlungsempfänger sowie Angaben über technisch–organisatorische Besonderheiten der Verwendung“ enthalten und die Grundsätze der Datensparsamkeit, der Zweckbestimmung und des technischen Datenschutzes (Privacy by Design) berücksichtigen.

(4) Die im Verfassungsrang stehende Bestimmung des § 1 Abs. 2 Datenschutzgesetz 2000 legte Bedingungen für gesetzliche Regelungen fest, die die Verwendung personenbezogener Daten – ohne Zustimmung der Betroffenen – ermöglichen sollen und somit das Grundrecht auf Datenschutz beschränken. Solche gesetzlichen Regelungen müssen – laut mehreren Entscheidungen des Verfassungsgerichtshofs – hinsichtlich des Zwecks der Datenverwendung ausreichend präzise sein.

31.2 Der RH stellte fest, dass das EIWOG 2010 i.d.F. Dezember 2010 der E-Control bei der ordnungsmäßigen Festlegung der Anforderungen an intelligente Messgeräte keine Beschränkungen auferlegte. Auch für die Auswahl der an die Stromlieferanten zu übermittelnden Daten durch Verordnung der E-Control legte der Gesetztext keine näheren Bestimmungen fest. Eine so weitgehende Freiheit bei der Gestaltung von Durchführungsverordnungen erachtete der RH als rechtlich äußerst problematisch. Ferner vermisste er im Hinblick auf das Grundrecht auf Datenschutz hinreichend präzise Regelungen darüber, welche Daten für welchen Zweck verwendet werden sollten.

31.3 Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus verwies in seiner Stellungnahme darauf, dass die EIWOG-Novelle 2013 – in § 83 Abs. 2, § 84 und § 84a – konkretere Regelungen gebracht habe.

Es verwies ferner darauf, dass der Regulierungsbeirat gemäß § 19 Abs. 2 Z 2 E-Control-Gesetz die IMA-VO begutachtet habe. In diesem Beirat hätten die Vertreterinnen und Vertreter der betroffenen Bundesministerien, der Kammern, des Gewerkschaftsbundes, der Industriellenvereinigung, des Vereins für Konsumenteninformation sowie der Bundesländer allfällige Bedenken zur Rechtsmaterie äußern können.

31.4 Der RH entgegnete dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, dass seine Ausführungen Bezug auf die Rechtslage vor der EIWOG-Novelle 2013 nehmen.

32.1 Am 25. Oktober 2011 verlautbarte die E-Control die IMA-VO 2011, ohne dass der Wirtschaftsminister bis dahin die Einführung intelligenter Messgeräte überhaupt verordnet hatte. Als wesentlichste Anforderungen legte die E-Control fest:

- die Möglichkeit der Erfassung der Zählerstände im 15-Minuten-Intervall samt Speicherung für 60 Kalendertage und täglicher Ausgabe dieser Daten über eine Kommunikationsschnittstelle an den Netzbetreiber,
- eine Leistungsbegrenzungs- bzw. Sperrmöglichkeit der Kundenanlage aus der Ferne durch den Netzbetreiber,
- eine Kommunikationsschnittstelle zur bidirektionalen Kommunikation mit vier externen Mengengeräten (z.B. Gas- und Wasserzähler) sowie eine solche für die unidirektionale Ausgabe der Messdaten an externe Geräte in der Kundenanlage (z.B. PC) und die Möglichkeit eines Software-Updates des intelligenten Messgeräts aus der Ferne.

Die E–Control verabsäumte, den Datenschutzrat bei der Erlassung der IMA–VO 2011 einzubinden. Der Datenschutzrat kritisierte dies in späteren Stellungnahmen.

32.2 Nach Ansicht des RH hätte die E–Control – angesichts der weitreichenden personenbezogenen Informationen, die durch die viertelstündliche Erfassung und Speicherung des Stromverbrauchs generiert werden und der datenschutzrechtlichen Sensibilität der Materie – auch den Datenschutzrat in das Verfahren zur Erlassung der IMA–VO 2011 einbeziehen sollen.

33.1 (1) Im September 2012 erließ der Vorstand der E–Control die Datenformat– und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (**DAVID–VO 2012**) gemäß § 84 Abs. 4 EIWOG 2010. Sie enthielt nähere Bestimmungen über die Form und den Detaillierungsgrad der Kundeninformation.

(2) Die E–Control legte in § 2 Abs. 1 DAVID–VO 2012 fest, dass die Netzbetreiber alle täglich erhobenen Verbrauchsdaten monatlich an die Lieferanten zu übermitteln hatten. Dies, obwohl im Regulierungsbeirat⁵⁷ der E–Control im August 2012 sowie im Stellungnahmeverfahren Einwände dagegen erhoben worden waren.

33.2 Der RH wies kritisch darauf hin, dass die Festlegung der E–Control in § 2 Abs. 1 DAVID–VO über die Bestimmungen des § 84 Abs. 2 EIWOG 2010⁵⁸ hinausging, indem sie die monatliche Übermittlung der täglich erhobenen Verbrauchsdaten nicht, wie im Gesetz – vor der EIWOG–Novelle 2013 – vorgesehen, auf die Verbrauchsdaten jener Kundinnen und Kunden einschränkte, die dieser Übermittlung nicht widersprachen.

EIWOG–Novelle 2013 und Opt–out–Recht

34.1 (1) In einer Sitzung des Datenschutzrats am 19. November 2012 sagte das Wirtschaftsministerium zu, sämtlichen Datenschutzbedenken anlässlich der Neugestaltung des EIWOG 2010 im Rahmen des sogenannten Energieeffizienzpakets Rechnung zu tragen. Bei der Ausarbeitung des Ministerialentwurfs bezog es den Datenschutzrat jedoch wieder nicht mit ein. Als – aus Sicht des Datenschutzes – wesentlichste inhaltliche Neuerung gegenüber dem EIWOG 2010 enthielt dieser Entwurf die Bestimmung, dass die gemessenen Stromverbrauchswerte viertelstündlich zu erfassen und im Messgerät für 60 Tage zu speichern waren.

(2) Nach dem Stellungnahmeverfahren wurden – offenbar um der zum EIWOG 2010 geäußerten Kritik einer mangelnden gesetzlichen Verordnungsermächtigung zu begegnen – die wesentlichen Anforderungen der IMA–VO 2011 in den Gesetzesent-

⁵⁷ ein nach § 19 E–ControlG eingerichtetes Beratungsorgan der E–Control

⁵⁸ EIWOG 2010 i.d.F. vor der Novelle 2013

wurf aufgenommen. Die drei vorhandenen Zwecke der Datenspeicherung in § 84 Abs. 1 ElWOG 2010 wurden um zwei neue Zweckbestimmungen – Energiestatistik und Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs – ergänzt.

(3) Nach dem parlamentarischen Scheitern des Energieeffizienzpakets im Mai 2013 wurden Teile davon unter Einschluss von Bestimmungen des ElWOG 2010 gesondert zur Beschlussfassung gebracht. Die nunmehr geänderten gesetzlichen Bestimmungen enthielten – wie in der Stellungnahme des Datenschutzrats zum Energieeffizienzpaket vorgeschlagen – die verpflichtende Berücksichtigung des Wunsches von Endverbrauchern, kein intelligentes Messgerät zu erhalten (siehe **TZ 28** und **TZ 35**). Zuvor zum Ministerialentwurf eingebrachte Stellungnahmen hatten – über ein Ablehnungsrecht hinaus – angeregt, den verpflichtenden Einbau intelligenter Messgeräte nur auf Verlangen des Endverbrauchers vorzusehen (Opt-in). Diese Anregungen griff die letztlich beschlossene Novelle zum ElWOG 2010 nicht auf.

(4) Die Erlassung der DAVID-VO 2012 der E-Control – noch vor der damals bereits angekündigten Konkretisierung datenschutzrechtlicher Rahmenbedingungen durch den Nationalrat (mittels Novelle des § 84 ElWOG 2010) – war schon im Stellungnahmeverfahren zur Verordnung als äußerst problematisch erachtet worden.

34.2

Aufgrund der zeitlichen Abfolge – zuerst IMA-VO 2011, dann DAVID-VO 2012, dann Novelle 2013 des ElWOG – konnte nach Ansicht des RH der Eindruck entstehen, dass die Inhalte der ElWOG-Novelle 2013 sich zumindest teilweise aus den von der E-Control zuvor erlassenen Verordnungen herleiteten.

Der RH räumte zwar ein, dass die ElWOG-Novelle 2013 die Inhalte der Verordnungen in einem größeren Ausmaß als zuvor durch gesetzliche Bestimmungen determinierte. Das Ausmaß der Verwendung von – durch das Grundrecht auf Datenschutz geschützten – personenbezogenen Daten verringerte die Novelle jedoch nicht. Auch die mangelnde Präzision der Regelung, welche Daten für welche Zwecke zu verwenden waren (siehe **TZ 31**), verbesserte sich nach Ansicht des RH nicht, indem zu den drei bereits vorhandenen Zwecken zwei weitere hinzugefügt wurden.

Weiters kritisierte der RH, dass das Wirtschaftsministerium den Datenschutzrat – trotz der beträchtlichen datenschutzrechtlichen Problematik – nicht in die Ausarbeitung des Gesetzesentwurfs einbezog. Jedoch ergab sich nach Ansicht des RH im parlamentarischen Gesetzgebungsverfahren – nach der diesbezüglichen Anregung des Datenschutzrats – eine inhaltliche Verbesserung für den Datenschutz durch die Aufnahme der Opt-out-Regelung in das letztlich beschlossene Gesetz.

34.3 Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus bestätigte in seiner Stellungnahme, dass die Möglichkeit des Opt-out „im Sinne der wiederkehrend vorgebrachten datenschutzrechtlichen Bedenken“ im Gesetz verankert worden sei.

35.1 (1) Nach der am 7. August 2013 in Kraft getretenen EIWOG-Novelle 2013 hatten die Netzbetreiber – im Rahmen der Vorgaben der IME-VO – den Wunsch von Endverbrauchern, kein intelligentes Messgerät zu erhalten (Opt-out), zu berücksichtigen.

Laut einem Schreiben des Wirtschaftsministeriums an die E-Control vom September 2013 bestand allerdings kein Rechtsanspruch auf ein Opt-out; die Berücksichtigung des Kundenwunsches oblag alleine dem zuständigen Netzbetreiber, der jedoch auch die Ausrollungsziele laut IME-VO zu erfüllen hatte. Das Ziel, 95 % der Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten auszustatten, beschränkte die Opt-out-Möglichkeit auf 5 % der Zählpunkte pro Netzbetreiber (siehe [TZ 38](#) und [TZ 45](#)).

Das Spannungsverhältnis zwischen gesetzlicher Opt-out-Regelung und IME-VO war auch Thema eines Gesprächs im Oktober 2013 zwischen dem Wirtschaftsministerium, der E-Control und der Branchenvertretung „Österreichs Energie“. Sie erachteten zunächst folgende Interpretation für gangbar: Bei Opt-out-Wunsch werde zwar ein elektronischer Zähler, der die Vorgaben der IMA-Verordnung erfüllt, installiert. Die bidirektionale Kommunikation sei aktiviert, die Aufzeichnung des Lastprofils über einen Parameter im Zähler jedoch – für Endverbraucher am Gerät nachvollziehbar – deaktiviert.⁵⁹ Werde auch die Aktivierung der bidirektionalen Kommunikation abgelehnt, so werde ein entsprechendes Entgelt verrechnet (siehe [TZ 28](#) und [TZ 38](#)).

(2) In den weiteren Diskussionen, wie das gesetzlich geregelte Opt-out-Recht mit den Ausrollungszielen der IME-VO sowie dem Wunsch, bereits montierte digitale Zähler eingebaut lassen zu können, in Einklang zu bringen war, entwickelte sich letztlich das Modell des sogenannten „Digitalen Standardzählers“ (siehe [TZ 28](#)). Darunter verstanden Wirtschaftsministerium und E-Control⁶⁰ ein intelligentes Messgerät, bei dem Funktionen laut IMA-VO 2011 – Speicherung der Viertelstunden- und Tageswerte sowie Fernabschaltung bzw. Fernleistungsbegrenzung – deaktiviert sind. Durch diese Deaktivierung läge nach Ansicht des Ministeriums kein intelligentes Messgerät mehr vor, den Opt-out-Wünschen von Endverbrauchern wäre damit ausreichend Rechnung getragen.

⁵⁹ Das heißt: Alle Funktionen außer das Lastprofil sind nutzbar, Jahresablesung, Abschaltung/Wiedereinschaltung, Abrechnung im Zuge eines Lieferantenwechsels, Leistungsbegrenzung etc. sind aus der Ferne möglich.

⁶⁰ laut den für den österreichischen Strommarkt (Stand Juni 2015) verlautbarten „Sonstigen Marktregeln“ der E-Control

Schließlich legte das Ministerium im Dezember 2017 in einer Novelle zur IME-VO fest, dass Opt-out-Wünsche durch den Einbau intelligenter Messgeräte zu erfüllen seien, bei denen mittels Konfiguration die Abschalt- und Leistungsbegrenzungsfunktion sowie die Speicherung und Übertragung der Monats-, Tages- und Viertelstundenwerte deaktiviert wurde. Die Auslesung und Übertragung der höchsten viertelstündlichen Durchschnittsleistung innerhalb eines Kalenderjahres sollte weiterhin möglich sein, auf Wunsch auch eine umgehende Aktivierung der deaktivierten Funktionen des digitalen Messgeräts. Solcherart konfigurierte Zähler waren auch auf die 95 % Ausrollungsquote der IME-VO anrechenbar.

(3) Das EIWOG 2010 definierte den Begriff „intelligentes Messgerät“ als „eine technische Einrichtung die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst, und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt“.

Die gemäß EU-Datenschutz-Richtlinie⁶¹ eingesetzte Datenschutzgruppe wies in ihrer Stellungnahme vom 4. April 2011 darauf hin, dass – sofern in einem Mitgliedstaat die Möglichkeit der Ablehnung der Installation eines intelligenten Messgeräts besteht – das Interesse der betroffenen Person gegenüber sämtlichen sonstigen Interessen überwiegt.

35.2

Der RH hielt fest, dass sich am – gesetzlich definierten – Wesen eines Geräts nichts ändern konnte, wenn einige seiner Funktionen mittels Eingriffs in die Software deaktiviert werden, zumal dieser Eingriff jederzeit rückgängig gemacht werden kann. Der RH wies darauf hin, dass lediglich die Speicherung, nicht aber die Messung der Viertelstundenwerte deaktiviert werden sollte. Die maximale viertelstündliche Durchschnittsleistung war weiterhin zu erfassen. Allein dies zeigte nach Ansicht des RH deutlich, dass die für die gesetzliche Definition relevante zeitnahe Messung nicht nur als jederzeit aktivierbare Möglichkeit, sondern als tatsächliche Gegebenheit vorlag.

Der RH verwies zudem auf seine Ausführungen in **TZ 28**, wonach die Festlegung von Funktionalitäten der intelligenten Messgeräte nach § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 allein der Regulierungsbehörde E-Control, nicht aber dem Wirtschaftsminister zukam. Nach Meinung des RH konnten weder die diesbezüglichen Bestimmungen in der Novelle 2017 der IME-VO noch die in den Jahren davor bestehenden Rechtsansichten des Wirtschaftsministeriums sowie die „Sonstigen Marktregeln“ der E-Control eine gesetzeskonforme Berücksichtigung von Opt-out-Wünschen von Endverbrauchern gewährleisten.

⁶¹ Richtlinie 95/46/EG, Art. 29

35.3 Hinsichtlich der Zuständigkeit der E–Control verwies das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus in seiner Stellungnahme auf seine Ausführungen zu **TZ 28**.

Hinsichtlich der Erfassung der viertelstündlichen Durchschnittsleistung stellte das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus in seiner Stellungnahme klar, dass es sich dabei um eine rollierende Erfassung des Wertes innerhalb eines Kalenderjahres handle.

35.4 Der RH entgegnete dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, dass auch eine rollierende Erfassung die Messung jedes einzelnen Viertelstundenwertes bedeutet bzw. voraussetzt.

Hinsichtlich der Zuständigkeit der E–Control für die Festlegung der Funktionalitäten verwies der RH auf seine Gegenäußerung in **TZ 28**.

Datenschutz–Grundsätze und Lastprofil

36.1 (1) Infolge des Datenschutzgesetzes und der Judikatur des Verfassungsgerichtshofs bildeten sich in der Lehre und in der Literatur Grundsätze heraus, etwa

- die genaue Zweckbestimmung,
- die Datensparsamkeit (Minimalprinzip) sowie
- die informationelle Selbstbestimmung der Betroffenen (Datensouveränität) und
- die Transparenz bei der Verwendung personenbezogener Daten.

Ergänzt werden diese Grundsätze durch jenen des technischen Datenschutzes (Privacy by Design, Privacy by Default), wonach Datenschutzmaßnahmen bereits in der Vorbereitung und Einführung neuer Technologien oder Verfahren zu überlegen und einzuplanen sind, sodass der Datenschutz ein integrierter Bestandteil neuer Technologien bzw. Verfahren ist.

(2) Um die Stromkunden zu einem energiesparenden Verbrauchsverhalten anzuregen, wollte die E–Control eine Vielfalt an Tarifmodellen mit wechselnden Tarifen für unterschiedliche Tageszeiten ermöglichen und verordnete deswegen die Erfassung und Speicherung des Stromverbrauchs durch intelligente Messgeräte im 15–Minuten–Intervall (Lastprofil). Technisch wäre es zwar möglich gewesen, für die bestehenden sowie eine Vielzahl denkbarer tageszeitabhängiger Tarifmodelle auch ohne Erfassung des gesamten Lastprofils auszukommen und die jeweils erforderli-

chen Messdaten bspw. mit Hilfe von Tarifregistern zu erhalten. Die maß- und eichrechtlichen Bestimmungen verhinderten jedoch Eingriffe von außen in den Messvorgang eines Zählers, sodass rasche Wechsel zwischen beliebig verschiedenen Tarifmodellen aus der Ferne ohne Nacheichung nicht möglich erschienen.⁶²

(3) Nach der Stellungnahme des Europäischen Datenschutzbeauftragten vom 8. Juni 2012 werde in Forschung und Entwicklung „an innovativen Technologien zum Schutz der Privatsphäre gearbeitet, mit denen sich die grundlegenden Ziele intelligenter Messsysteme“, z.B. Gebührenabrechnung, erreichen lassen, ohne „dass extrem differenzierte Messwerte das intelligente Messgerät oder den Haushalt, in dem es installiert ist, überhaupt verlassen müssen“.

Nach Auskunft des deutschen Bundesbeauftragten für den Datenschutz „gab und gibt es in Deutschland keine Nachfrage nach der Nutzung von Viertelstundenwerten einzelner Haushalte und ist dies auch kein gesetzlich vorgesehener Nutzungsgrund“⁶³.

Mehrere Stellungnahmen zum Energieeffizienzpaket forderten ein Recht der Endverbraucher auf einen tageszeitunabhängigen „Basistarif“.

(4) Gemäß EIWOG–Novelle 2013 konnte die Auslesung der Viertelstundenwerte aus dem intelligenten Messgerät nur nach Zustimmung des Endverbrauchers erfolgen (siehe [TZ 28](#), Tabelle 13). Dieser konnte jedoch nur entscheiden, ob sein tägliches Lastprofil als Ganzes ausgelesen wird oder gar nicht. Vor der EIWOG–Novelle 2013 bestand nicht einmal diese Wahlmöglichkeit. Weiters hatte der Endverbraucher keine Möglichkeit, seine Lastprofildaten einzusehen, ohne dass zumindest auch der Netzbetreiber Zugriff auf diese Daten erhielt.

Eine Studie der Österreichischen Energieagentur⁶⁴ aus dem Jahr 2012 erkannte dem in Deutschland eingeschlagenen Weg, bei der Einführung intelligenter Messgeräte Datenschutz und Datensicherheit zu gewährleisten, sowie der Situation in den Niederlanden eine Vorbildwirkung für Österreich zu. Laut dieser Studie räumte auch das österreichische Telekommunikationsrecht dem Datenschutz einen deutlich höheren Stellenwert ein. Im Sinn der informationellen Selbstbestimmung und Transparenz erachtete es die Studie für sinnvoll, Stromkunden über eine Schnittstelle den Zugriff auf ihre Verbrauchsdaten zu ermöglichen.

⁶² Bei einer Lastgangmessung werden immer alle Werte gemessen, unabhängig, welche und wie viele davon für den jeweiligen Tarif benötigt werden; daher kann das „Messwerk“ selbst immer gleich bleiben.

⁶³ Zitat aus der Stellungnahme des Datenschutzrats zum Energieeffizienzpaket

⁶⁴ Stephan Renner, „Smart Metering und Schutz der Privatsphäre“, Österreichische Energieagentur, Jänner 2012

36.2

Nach Ansicht des RH bestand ein Spannungsverhältnis zwischen den Interessen,

- durch die Erfassung individueller Energieverbrauchsdaten eine Tarifvielfalt und dadurch eine Marktbelebung zu initiieren,
- dabei den Aufwand für Netzbetreiber möglichst niedrig zu halten,
- den Maß- und Eichvorschriften Genüge zu tun, aber auch
- die Anforderungen des Datenschutzes ausreichend zu berücksichtigen.

In diesem Spannungsfeld fanden vor allem die Interessen des Datenschutzes – obwohl ein Grundrecht im Verfassungsrang – vergleichsweise wenig Berücksichtigung.

Um im Sinne der informationellen Selbstbestimmung zu gewährleisten, dass Kundinnen und Kunden mangels geeigneter Angebote an tageszeitunabhängigen Stromtarifen nicht gezwungen sind, ihr Lastprofil auslesen zu lassen, hätte der RH eine entsprechende Absicherung begrüßt, etwa das Recht, einen tageszeitunabhängigen Basistarif jedenfalls in Anspruch nehmen zu können.

Der RH hielt mit dem Grundsatz der informationellen Selbstbestimmung nicht für vereinbar, dass weder das EIWOG 2010 noch die IMA-VO 2011 dem Endverbraucher die Einsicht in das eigene Lastprofil einräumten, ohne gleichzeitig dem Netzbetreiber sowie eventuell auch anderen Akteuren einen Zugriff darauf zu ermöglichen.

36.3

Laut Stellungnahme der Netz OÖ sei eine rasche Umstellung zwischen verschiedenen Tarifmodellen nicht nur technisch, sondern auch nach den maß- und eichrechtlichen Bestimmungen im Zähler aus der Ferne ohne Nacheichung möglich. Voraussetzung dafür sei, dass bei der Eichung der Messgeräte alle verwendbaren Tarifregister überprüft würden.

36.4

Der RH entgegnete der Netz OÖ, dass eine Fern-Umstellung zwischen beliebig denkbaren Tarifmodellen – soweit diese nicht auf kleinere Zeiträume als 15 Minuten abstellen – durch einen Rückgriff auf die geeichte Erfassung des 15-Minuten-Lastprofils möglich ist. Ein Fern-Eingriff in den primären Mess- und Erfassungsvorgang selbst erscheint hingegen – im Lichte der eichrechtlichen Vorschriften – ohne Nacheichung nicht möglich.

Konsumentenschutz

Institutionelle Einbindung

37.1

(1) Zur Beratung des Wirtschaftsministers und der E-Control in allgemeinen und grundsätzlichen Angelegenheiten der Energiepolitik war gemäß § 20 EIWOG 2010 ein Energiebeirat eingerichtet.

Im März 2012 behandelte der Energiebeirat den Entwurf der IME-VO des Wirtschaftsministers. Dessen Kabinett habe – so die Vertreterin des Bundesministeriums für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz – „unmittelbar nach Inkrafttreten der Verordnung die Einrichtung einer Expertenplattform unter wissenschaftlicher Leitung in Aussicht gestellt“. Diese Plattform solle Pilotprojekte evaluieren, um Erkenntnisse für die optimale Umsetzung zu gewinnen und Empfehlungen für „Datenschutz–Sicherheitsfragen und Strahlungsminimierung“ zu erarbeiten. Das Bundesministerium für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz habe unter dieser Voraussetzung keinen Einwand gegen die Verordnung geäußert. Das Wirtschaftsministerium löste diese Zusage in der Folge jedoch nicht ein.

(2) Die E-Control hatte u.a. die Vertreterinnen und Vertreter des Konsumentenschutzes weitestmöglich einzubinden.⁶⁵ Zur Beratung der E-Control in allgemeinen konsumentenschutzrechtlichen Fragen war ab 2011 eine Taskforce Konsumenten eingerichtet.⁶⁶ Laut den Erläuterungen zum Ministerialentwurf sollte die Taskforce „die erforderliche Sensibilisierung und Beratung der Regulierungsbehörde“ sicherstellen. In dem Gremium waren das Bundesministerium für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz sowie die Sozialpartner und der Verein für Konsumenteninformation vertreten. Die Sozialpartner hatten sich im Jahr 2009 für die flächendeckende Einführung von Smart Metering ausgesprochen.⁶⁷

Den Vorsitz nahm ein Vorstandsmitglied der E-Control wahr. Die Sitzungen fanden vierteljährlich statt und wurden von der E-Control einberufen. Nach den Protokollen und Unterlagen der Taskforce Konsumenten entsprach das Gremium einem Beirat und nicht einer Arbeitsgruppe zur Lösung bestimmter, vorab definierter Fragestellungen. Die Taskforce Konsumenten konnte wesentliche Themen wie etwa die Umsetzung des Opt-out-Rechts nicht lösen.

⁶⁵ gemäß § 83 Abs. 2 EIWOG 2010

⁶⁶ gemäß § 28 Abs. 4 E-ControlG

⁶⁷ siehe Beirat Wirtschafts- und Sozialfragen, Herausforderungen in der Energiepolitik, Weißbuch der österreichischen Sozialpartner Nr. 82, 2009, Seiten 21, 103, 143 und 184

37.2 Der RH hielt kritisch fest, dass sich die Einbindung der Vertreterinnen und Vertreter des Konsumentenschutzes auf Informations- und Anhörungsrechte bzw. beratende Mitsprache beschränkte. Einwände und Bedenken wurden häufig nicht geklärt. Nach Ansicht des RH ist das in Informationsveranstaltungen oder formellen Beiräten auch nicht möglich und hätte andere (temporäre) Gremien benötigt. Er verwies dazu auf seine Ausführungen und Empfehlungen in **TZ 6** bis **TZ 8**.

Handhabung von Opt-out-Wünschen

38.1 (1) Die Netz OÖ setzte sich – um Opt-out-Wünschen zu entsprechen, aber auch die 95 %-Vorgabe zu erreichen – frühzeitig mit der Ablehnung bestimmter Funktionen intelligenter Stromzähler bzw. der Verweigerung der Montage auseinander. Anfang 2014 erließ sie eine interne Richtlinie zur Handhabung der Opt-out-Regelung bei der Zählerinstallation. Diese regelte für alle mit dem Zählereinbau befassten Organisationseinheiten im Versorgungsgebiet wann, unter welchen Voraussetzungen und in welchem Umfang einem Opt-out-Wunsch Rechnung getragen werden konnte. Ein Anspruch auf eine (dauerhafte) Ausstattung mit einem konventionellen Zähler bestand nicht. Er konnte bis zum nächstfälligen Eichtausch bzw. für die Betriebsdauer der Laststeuer-Zentrale in der Anlage verbleiben.

(2) Zu den hauptsächlich vorgebrachten Gründen für die Ablehnung des Einbaus intelligenter Messgeräte – Datenschutz und Datensicherheit sowie gesundheitliche Auswirkungen, v.a. elektromagnetische Felder – erstellte die Netz OÖ schriftliche Informationen. Die Anzahl der beantragten bzw. genehmigten Opt-out-Fälle sowie der Opt-in-Fälle entwickelte sich von 2015 bis 2017 wie folgt:

Tabelle 14: Anzahl der Zähler mit Opt-in- bzw. Opt-out-Konfigurationen

	2015	2016	2017
	Anzahl per 30. September (kumuliert)		
installierte Zähler (gerundet)	280.000	305.000	423.000
– Opt-out-Zähler beantragt	1.358	2.365	4.459
– Opt-out anerkannt	1.348	2.243	4.118
– Opt-in-Zähler	5.482	9.964	18.444

Quellen: Netz OÖ GmbH (Fortschrittsberichte); Darstellung: RH

Wie der Tabelle zu entnehmen ist, betrug der Anteil der Opt-in-Zähler (mit Übertragung von Viertelstundenwerten) im Jahr 2017 rd. 4,4 %. Der Anteil der beantragten Opt-out-Wünsche lag im Jahr 2017 bei rd. 1,1 %, jener der anerkannten Opt-out-Fälle blieb unter 1 %.

38.2

Der RH erachtete die Opt-out-Richtlinie der Netz OÖ als zweckmäßige Maßnahme zur Sicherung einer einheitlichen Vorgangsweise im Versorgungsgebiet. Die zeitgerechte Ausarbeitung von Informationen und Sachargumenten zu den Bedenken von Kundinnen und Kunden gegen elektronische Zähler trug zu einer geringen Opt-out-Rate bei.

Der RH wies kritisch darauf hin, dass die seitens des Wirtschaftsministeriums und der E-Control vorgenommene Verlagerung der Verantwortung für die Handhabung von Opt-out-Wünschen (bis Ende 2017 unter Einhaltung der 95 % Ausrollungsquote) an die einzelnen Netzbetreiber zu unterschiedlichen Vorgangsweisen und in der Folge zu Einsprüchen wegen Ungleichbehandlung führen konnte.

38.3

Laut Stellungnahme des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus beziehe sich der RH auf die Praxis der Jahre 2013 bis 2016. Im Mai 2017 sei der Umgang mit Opt-out-Wünschen konkretisiert worden. Das damals zuständige Wirtschaftsministerium habe der E-Control sowie den Vertreterinnen und Vertretern der Elektrizitätswirtschaft seine Rechtsansicht mitgeteilt und klargestellt, dass sich das Opt-out nicht auf das Gerät, sondern auf die Funktionalitäten des Messgeräts beziehe. Damit habe sich die Opt-out-Möglichkeit nicht mehr auf 5 % beschränkt, was einerseits den Handlungsspielraum der Netzbetreiber und andererseits das Mitspracherecht der Kunden erweitert habe. Diese Rechtsansicht fand auch Eingang in die IME-VO-Novelle vom Dezember 2017.

Das Ministerium betonte die Stärkung der Rechte der Endverbraucher durch die IME-VO-Novelle 2017. Sie könnten nunmehr bestimmen, ob ein digitales Messgerät als „einfaches“ Messgerät (jährliche Messung, Auslesung und Übertragung der Werte) oder als intelligentes Messgerät (Messung, Speicherung und Übertragung der Tages- oder Viertelstundenwerte) konfiguriert werde. Zudem hätten sie mit dem Recht auf Opt-in die Möglichkeit, frühzeitig – unabhängig von den Ausrollungsplänen der Netzbetreiber – ein intelligentes Messgerät zu erhalten. Dies sei v.a. für den Betrieb von Wärmepumpen, Stromspeicheranlagen, E-Autos oder gemeinschaftlichen PV-Anlagen von Bedeutung.

Zur Frage, ob eine (Neu-)Konfiguration aus der Ferne oder am Gerät selbst (durch den Netzbetreiber oder durch den Kunden unter Anleitung des Netzbetreibers) vorzunehmen sei, enthalte die IME-VO keine Vorgaben. Die Kontrolle des Endverbrauchers über die jeweilige Konfiguration sei jedoch über die Sichtanzeige gewährleistet. Die Art und Weise der Änderung der Konfiguration liege beim Netzbetreiber, der dabei an die Bestimmungen des EIWOG 2010 gebunden und zur Einhaltung der sicherheitstechnischen sowie datenschutzrechtlichen Standards verpflichtet sei.

- 38.4** Der RH entgegnete dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, dass die Opt-out-Konkretisierung – im Hinblick auf die ursprünglich schon Ende 2017 zu erfüllende 70 % Ausrollungsquote – verspätet erfolgte. Vorreiter wie die Netz OÖ mussten die Handhabung von Opt-out-Wünschen über mehrere Jahre selbst entscheiden und verantworten. Der RH hielt daher an seiner Kritik fest.

Gesundheitsschutz

Rechtsgrundlagen für den Bereich elektromagnetische Felder

- 39.1** (1) Österreich verfügte zur Zeit der Gebarungsüberprüfung des RH – mit Ausnahme einer Verordnung zum Schutz der Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer vor der Einwirkung durch elektromagnetische Felder⁶⁸ – über keine Rechtsgrundlagen zum Schutz der Allgemeinbevölkerung vor der Einwirkung durch elektromagnetische Felder in den Bereichen Elektrizität, Telekommunikation und Gesundheit.

(2) Auf europäischer und internationaler Ebene lagen rechtlich nicht bindende Empfehlungen vor:

- Empfehlung des Rates vom 12. Juli 1999 zur Begrenzung der Exposition der Bevölkerung gegenüber elektromagnetischen Feldern (0 Hz – 300 GHz) sowie
- Empfehlungen (Guidelines) der Internationalen Kommission zum Schutz vor nichtionisierender Strahlung (**ICNIRP**)⁶⁹ für die Begrenzung der Expositionen durch zeitlich veränderliche elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder (bis 300 GHz).

Die darin empfohlenen Referenzwerte flossen in die ÖVE/ÖNORM E8850 „Elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder im Frequenzbereich 0 Hz bis 300 GHz – Beschränkung der Exposition von Personen“ ein.

- 39.2** Der RH wies kritisch darauf hin, dass Österreich über keine verbindliche Rechtsgrundlage zum Schutz der Allgemeinbevölkerung vor den Einwirkungen durch elektromagnetische Felder verfügte.

Der RH empfahl dem nunmehr zuständigen Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, im Einvernehmen mit den zuständigen Bundesministerien die Erlassung einer Verordnung über den Schutz der Allgemeinbevölkerung vor der Einwirkung durch elektromagnetische Felder zu prüfen.

⁶⁸ Verordnung des Bundesministers für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz über elektromagnetische Felder – VEMF, BGBl. II Nr. 179/2016

⁶⁹ International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP)

39.3

Laut Stellungnahme des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus seien die Netzbetreiber dazu angehalten, bei der Beschaffung und Installation von intelligenten Messgeräten die Anforderungen der ÖVE-ÖNORM E 8850 zu berücksichtigen. Feldstärken unter den angegebenen Grenzwerten würden nach heutigem Wissensstand zu keiner gesundheitlichen Beeinträchtigung führen. Die Norm werde auch in starkstromwegrechtlichen Verfahren herangezogen.

Das Ministerium bemerkte ferner, dass es für die Erlassung einer Verordnung im elektrizitätsrechtlichen Bereich derzeit keine gesetzliche Grundlage gebe. Eine solche müsste daher zunächst vom Gesetzgeber geschaffen werden.

39.4

Der RH erwiderte dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, dass mit fortschreitender Digitalisierung aller Lebensbereiche (Smart Home) auch ein angemessener Schutz der Allgemeinbevölkerung vor der Einwirkung durch elektromagnetische Felder in Betracht zu ziehen ist. Die Empfehlung, eine entsprechende Verordnung zu prüfen, schließt auch die Prüfung einer allfälligen gesetzlichen Verordnungsermächtigung mit ein.

Bedenken gegen Smart Meter wegen möglicher Gesundheitsgefährdung

40.1

(1) Im Rahmen der Begutachtungen zur IMA-VO 2011 der E-Control und der IME-VO des Wirtschaftsministeriums brachten Standesvertretungen und Nicht-Regierungsorganisationen Bedenken wegen möglicher Gesundheitsgefährdungen durch Elektromog oder elektromagnetische Felder vor. Die Ärztekammer verwies auf mögliche Erkrankungen, deren volkswirtschaftliche Kosten in den Studien zur Einführung intelligenter Messgeräte nicht berücksichtigt worden seien.

Auch trugen Bürgerinnen und Bürger ihre Bedenken bzw. ihre Ablehnung gegen einen Einbau von intelligenten Messgeräten aus gesundheitlichen Gründen schriftlich an ihre jeweils zuständigen Netzbetreiber, an die E-Control, an das Wirtschaftsministerium und vereinzelt auch an die Volksanwaltschaft heran.

(2) Das Wirtschaftsministerium beschäftigte sich im Jahr 2012 im Rahmen einer Arbeitsgruppe zum Maß- und Eichgesetz ebenfalls mit dieser Thematik. Der Arbeitsgruppe lag ein „Konsensusbeschluss des WBF-Expertenforums 2012“⁷⁰ vor, der auf Basis von 123 wissenschaftlichen Arbeiten keine Kausalzusammenhänge zwischen Mobiltelefonie und gesundheitlicher Gefährdung ableiten hatte können. Das Ministerium antwortete daher auf kritische Vorbringen, dass nach derzeitigem Wissensstand keine Gesundheitsgefährdung durch Smart Meter gegeben sei. Die Strahlenbelastung liege weit unter den Grenzwerten. Weiters bestünde beim Be-

⁷⁰ Wissenschaftlicher Beirat Funk (WBF) beim Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

trieb der Zähler – anders als etwa bei Mobiltelefonen – auch kein Körperkontakt zu Menschen.

(3) Die E-Control – die gemäß § 83 Abs. 1 ElWOG 2010 zur Information der Endverbraucher über allgemeine Aspekte der Einführung von Smart Metern verpflichtet war – argumentierte auf ihrer Homepage („Häufige Fragen und Antworten zu Smart Meter“) ähnlich und verwies auf Informationen des deutschen Bundesamts für Strahlenschutz.

(4) Das Bundesministerium für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz beantwortete Anfragen dahingehend, dass das Strahlenpotenzial u.a. mit dem Standort des Smart Meters, der Datenschnittstelle, dem verwendeten Kabel und der Häufigkeit der Datenübermittlung zusammenhänge. Strahlungstechnisch wäre eine leitungsgebundene Übertragung über Powerline Communication (PLC)⁷¹ zwischen Smart Meter und Datenkonzentrator günstiger.

Um den in der Begutachtung aufgeworfenen Bedenken Rechnung zu tragen, nahm das Wirtschaftsministerium einen Hinweis auf die „emissionsärmere“ PLC-Technologie in die IME-VO auf und ergänzte die Ausrollungsverpflichtung der Netzbetreiber um den Zusatz „wobei eine leitungsgebundene Übertragung in Betracht zu ziehen ist“. Laut E-Control stellte dies „keine rechtsverbindliche Aussage“ zur Art der Datenübertragung dar, jedoch „eine Präferenz des Verordnungsgebers“.

Die beiden zuständigen Ressorts und die E-Control veröffentlichten weder einschlägige, fachliche Untersuchungsergebnisse noch ließen sie Expositionsanalysen durchführen.

(5) Die Netz OÖ untersuchte das Thema elektromagnetische Felder wiederholt:

- 2007: Das Austrian Institute of Technology (AIT) ermittelte in einem Testobjekt (Wohnhaus mit Smart Metern) für den von der Netz OÖ genutzten Frequenzbereich eine maximale elektrische Feldstärke von rd. 1,3 V/m.⁷² Dies entsprach etwa 1,5 % der Referenzwerte der herangezogenen ÖVE/ÖNORM E 8850.
- 2011: Bei neuerlichen Messungen in einem Wohnobjekt durch Experten der Netz OÖ⁷³ lagen die Werte zwischen 0,013 % und 1,5 % der Referenzwerte gemäß ICNIRP 2010.

⁷¹ Datenübertragung vom Zähler zum Datenkonzentrator über vorhandene Stromleitungen

⁷² Mit V/m (Volt pro Meter) wird die Intensität eines elektromagnetischen Feldes gemessen.

⁷³ Leitender Mitarbeiter der Netz OÖ GmbH mit Lehrauftrag an der TU Graz (Bereich Elektrische Anlagen und Netze)

- 2016: Eine Untersuchung der Netz OÖ ergab, dass selbst bei geringen Abständen keine Beeinflussung aktiver medizinischer Implantate durch den Smart Meter-Betrieb bestand.

(6) Auf ihrer Homepage informierte die Netz OÖ über wesentliche Aspekte des intelligenten Messwesens und beantwortete häufige Fragen zur elektromagnetischen Verträglichkeit damit, dass

- die Datenübertragung der Smart Meter der Netz OÖ ausschließlich über Schmalband-Powerline-Technologie erfolge und eine gesundheitliche Beeinträchtigung oder Gefährdung von Personen dadurch ausgeschlossen werden könne und
- die von der WHO empfohlenen und in der ÖNORM E 8850 ausgewiesenen Grenzwerte bei weitem unterschritten würden.

Auf Anfragen verwies die Netz OÖ schriftlich auch auf die Fachexpertise eines ihrer Mitarbeiter („einer der führenden Experten der Branche“) sowie auf ihre Untersuchungsergebnisse; allerdings ohne diese durch weiterführende Links auch zugänglich zu machen.

40.2

(1) Der RH hielt fest, dass sich das Wirtschaftsministerium mit möglichen gesundheitlichen Beeinträchtigungen durch elektromagnetische Felder nur cursorisch befasste und sich dabei primär auf Unterlagen und Erkenntnisse zum Mobilfunk im Hochfrequenzbereich stützte.

Er bemängelte, dass sich das Wirtschaftsministerium und die E-Control nicht zeitgerecht und proaktiv mit den von Kundinnen und Kunden befürchteten Gesundheitsbeeinträchtigungen durch den Betrieb von Smart Metern auseinandersetzen. Sie gaben weder eigene Untersuchungen in Auftrag noch machten sie verfügbare einschlägige Untersuchungsergebnisse zugänglich. Das Fehlen ausreichender und überprüfbarer Sachinformation trug nicht zum Vertrauen der Verbraucherinnen und Verbraucher bei und konnte eine tendenziell von Bedenken und Ängsten geprägte Diskussion fördern.

Der RH empfahl dem nunmehr zuständigen Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus und der E-Control, einschlägige Sachinformation zu elektromagnetischen Feldern bereitzustellen und auch mit verfügbaren österreichischen Untersuchungsergebnissen zu hinterlegen.

(2) Der RH beurteilte die Vorgangsweise der Netz OÖ, in einem frühen Stadium der Smart Meter–Einführung eigene Untersuchungen über elektromagnetische Felder anzustellen und ihren Endverbrauchern ausführliche Informationen zum Thema zu kommunizieren, als zweckmäßig.

Er empfahl der Netz OÖ, Gutachten und Untersuchungsergebnisse zu elektromagnetischen Feldern über weiterführende Links auf ihrer Homepage ebenfalls zugänglich zu machen.

40.3 (1) Laut Stellungnahme des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus werde es darauf hinwirken, dass die entsprechenden Informationen auf der Homepage der E–Control adaptiert bzw. ergänzt würden.

(2) Die E–Control bemerkte in ihrer Stellungnahme zu Bedenken wegen möglicher Gesundheitsgefährdungen, dass derartige Sachverhalte von den internationalen und nationalen Zulassungsbehörden zu klären und entsprechende Grenzwerte von den zuständigen Normungs– und Standardisierungsgremien zu erlassen seien.

40.4 Der RH erwiderte der E–Control, dass seine Kritik auf Informationsversäumnisse bei der Einführung intelligenter Messgeräte in Österreich abstellte, insbesondere auf die fehlende Bereitstellung von überprüfbaren Sachinformationen anhand einschlägiger (inter–)nationaler Untersuchungen.

IT–Sicherheit (Cyber–Sicherheit)

Rahmenbedingungen und Entwicklung des Themas

41.1 (1) Laut den Richtlinien der ERGEG vom Februar 2011 sollte die Auseinandersetzung mit Datensicherheit und dem Schutz der Privatsphäre bereits vor dem Beginn der Smart Meter–Ausrollung erfolgen.⁷⁴ ERGEG unterstrich auch die Bedeutung einer Kooperation mit den auf diesem Gebiet tätigen nationalen Einrichtungen. Die Europäische Kommission empfahl den Mitgliedstaaten im März 2012 insbesondere folgende Maßnahmen zu gewährleisten:

⁷⁴ Gruppe der Europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Gas (ERGEG), Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas, 8. Februar 2011, Brüssel, S. 12

Tabelle 15: Empfehlungen der Europäischen Kommission zur Datensicherheit

Maßnahmen	Beschreibung
Verschlüsselung	Verwendung verschlüsselter Kanäle als eines der wirksamsten technischen Verfahren gegen Missbrauch
EU-Normen	Übereinstimmung aller gegenwärtigen und künftigen Komponenten mit den von den europäischen Normungsorganisationen entwickelten sicherheitsrelevanten Normen
Risikoanalyse	Ermittlung von Sicherheitsrisiken und geeigneten Sicherheitsmaßnahmen zur Gewährleistung einer angemessenen Sicherheit und Widerstandsfähigkeit intelligenter Messsysteme durch die Netzbetreiber
ENISA-Leitlinien	Berücksichtigung der Leitlinien der Europäischen Agentur für Netz- und Informationssicherheit (ENISA)
technische Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> – Kooperation mit der Branche und der Zivilgesellschaft – frühzeitige Berücksichtigung der Grundsätze der „eingebauten“ Datensicherheit (Security by Design) und des „eingebauten“ Datenschutzes (Privacy by Design) – Kooperation der Akteure, um für jede der zehn gemeinsamen Mindestfunktionen (siehe TZ 25) die jeweils besten verfügbaren Techniken festzulegen¹

¹ Erwägungsgrund Nr. 4 und Nr. 11 der Empfehlungen der Kommission vom 9. März 2012

Quellen: Europäische Kommission; Darstellung: RH

(2) Das Wirtschaftsministerium und die E-Control setzten sich vor der Schaffung der Rechtsgrundlagen zur Einführung intelligenter Messgeräte nicht mit dem Thema IT-Sicherheit (Cyber-Sicherheit) auseinander. Die von der E-Control beauftragte Kosten-Nutzen-Analyse (siehe [TZ 12](#) ff.) bewertete sicherheitsbezogene Systemkosten bzw. die Vorteile einer hohen Verfügbarkeit der Stromversorgung (Opportunitätskosten) nicht.

Die E-Control – die laut den Erläuterungen zur IMA-VO 2011 nur die Anforderungen an die Geräte, und nicht die Kommunikations- und IT-Infrastruktur definierte – beschrieb ihre Position in dieser Frage als „technologieneutral“ und verwies auf den „Stand der Technik“.⁷⁵ Der anerkannte Stand der Technik bildete gemäß § 83 Abs. 2 ElWOG 2010 die Referenz, nach welcher „der Betrieb von intelligenten Messgeräten sowie ihre Kommunikation, auch zu externen Geräten“ abzusichern war.

Diese Referenz sowie einzelne nähere Bestimmungen in den Verordnungen der E-Control standen in einem Spannungsverhältnis zur Bestandsschutzklausel der IME-VO, wonach die bereits vor Geltung der IMA-VO 2011 beschafften Geräte weiter in Betrieb gehalten werden können (siehe [TZ 29](#) und [TZ 55](#)):

⁷⁵ Stand der Technik: auf einschlägigen, wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhender Entwicklungsstand fortschrittlicher technologischer Verfahren, Einrichtungen und Betriebsweisen, deren Funktionstüchtigkeit erprobt und erwiesen ist

Tabelle 16: Sicherheitsanforderungen – Regelungen zum Stand der Technik

Quelle	Vorgaben an Netzbetreiber
IMA-VO 2011 § 3 Abs. 7	– Verschlüsselung mit einem individuellen, kundenbezogenen Schlüssel
Erläuterungen zu IMA-VO 2011 § 3 Abs. 7	– Ausstattung der gesamten Smart Meter-Infrastruktur, sodass „die Sicherheit, die Verschlüsselung und die Verhinderung des unbefugten Zugriffs von Dritten nach anerkanntem Stand der Technik gewährleistet sind“.
Erläuterungen zu IMA-VO 2011 § 3 Abs. 12	– „In Bezug auf die Erfüllung von zukünftigen Standards wie M/441 ist zuvor eine Kosten-Nutzen- sowie Sicherheitsabwägung durchzuführen“ und auf deren Basis über einen etwaigen Austausch der Geräte zu entscheiden. – Einer zukünftigen Änderung von Standards und Sicherheitsanforderungen sollte durch Fern-Update (Soft- oder Firmware-Update) entsprochen werden können.
Erläuterungen zur DAVID-VO 2013	– eine „dem Stand der Technik entsprechende, fortgeschrittene elektronische Signatur“
Netzdienstleistungs-VO Strom 2012 (END-VO 2012) § 9 Abs. 2	– Absicherung aller Prozesse, v.a. in Bezug auf die eingesetzte Informationstechnik, „gegen unberechtigten Zugriff und Manipulation gemäß dem Stand der Technik [...] Dies gilt insbesondere für alle Prozesse im Zusammenhang mit dem Einsatz intelligenter Messgeräte.“ (Inhalt auch der Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber)

Quellen: E-Control; Darstellung: RH

(3) Der Datenschutzrat kritisierte von Anfang an die Unbestimmtheit der gesetzlichen Vorgaben. Bereits im Februar 2011 schlug er eine gemeinsame Arbeitsgruppe der relevanten Ministerien vor. Diese sollte auch die Einführung wirksamer IT-Sicherheitssysteme diskutieren und einen Vorschlag zur Hintanhaltung von Gefahren durch missbräuchliche Ferneinwirkungen – etwa Angriffe auf kritische Infrastrukturen (Cyberwar) und Datendiebstahl – sowie durch Softwarefehler und menschliches Versagen, erarbeiten.

(4) Die E-Control startete im Dezember 2012 mit der Elektrizitätswirtschaft, dem Bundeskanzleramt sowie weiteren Ministerien und Institutionen eine „Risikoanalyse für die Informationssysteme der Elektrizitätswirtschaft unter besonderer Berücksichtigung von Smart Metern und des Datenschutzes“.⁷⁶ Nach Vorliegen des Berichts im Februar 2014 begann die Umsetzung der Empfehlungen.

Mit der EIWOG-Novelle 2013 schuf der Gesetzgeber in § 83 Abs. 6 eine Verordnungsermächtigung für den Wirtschaftsminister, um im Einvernehmen mit dem Bundeskanzler nähere Bestimmungen zum Stand der Technik festzulegen, denen ein Netzbetreiber zu entsprechen hatte „sofern es die Gewährleistung von Datenschutz und Datensicherheit im Zusammenhang mit dem Betrieb von intelligenten Messsystemen erfordert“. Dabei war u.a. auch auf die technisch und wirtschaftlich vertretbare Umsetzbarkeit Bedacht zu nehmen.

⁷⁶ E-Control et al., Risikoanalyse für die Informationssysteme der Elektrizitätswirtschaft unter besonderer Berücksichtigung von Smart Metern und des Datenschutzes, 27. Februar 2014

(5) Zu den empfohlenen Maßnahmen der Risikoanalyse vom Februar 2014 zählte auch die Gewährleistung von Ende-zu-Ende Sicherheit. Die Branchenvertretung „Österreichs Energie“ erarbeitete mit externer Unterstützung einen entsprechenden Anforderungskatalog, der im Dezember 2014 vorlag. Er beschrieb „die Anforderungen der Stromnetzbetreiber an die Hersteller und Lieferanten bei der Ausschreibung von Geräten und Systemen, die bei Smart Metering mit Ende-zu-Ende Sicherheit eingesetzt werden“.

(6) Einige EU-Mitgliedstaaten passten wegen zunehmender Sicherheitsbedenken die Funktionen der intelligenten Messgeräte an. Laut einem Bericht für die Europäische Kommission aus 2015 strichen bspw. die Niederlande die Fernabschaltung aus ihrer Liste der Mindestanforderungen.⁷⁷

(7) Forschungsberichte wiesen auf die – mit der breitflächigen Smart Meter-Einführung – wachsende Gefahr verschiedener Angriffsmöglichkeiten auf die gesamte Elektrizitätsinfrastruktur hin. Der Kostendruck und die Forderung nach einer raschen, breit angelegten Ausrollung begünstigte tendenziell einen Einsatz unausgereifter Geräte und Komponenten mit unentdeckten Sicherheitslücken.⁷⁸

Laut dem Institut für Technikfolgen-Abschätzung der Österreichischen Akademie der Wissenschaften erhöhe die stärkere Verzahnung von Informationstechnologie und Stromnetz die Komplexität des kritischen Infrastruktursystems Strom und seine Verwundbarkeit durch Störungen. Es entstünden neue Angriffsflächen, da das Stromnetz auch über IKT-Systeme angreifbar sei. Ein Schadensereignis könne sich in einem stark vernetzten System rasch zu einer komplexen Schadenslage entwickeln und Kaskadeneffekte – eine Kette von Ereignissen bis hin zu einem Totalausfall – auslösen.⁷⁹

41.2

Der RH kritisierte, dass das Wirtschaftsministerium und die E-Control die Rechtsgrundlagen schufen, ohne vorab – unter Beiziehung der Expertise aus dem Bereich der Forschung und Technologiefolgenabschätzung – die Sicherheitsrisiken intelligenter Messsysteme zu untersuchen. Sicherheitsaspekte wären, wie von der Europäischen Kommission, vom Datenschutzrat sowie von Expertinnen und Experten empfohlen, schon in der Konzeption zu berücksichtigen gewesen (security by de-

⁷⁷ Study on cost benefit analysis of Smart Metering Systems in EU Member States (für die Europäische Kommission, Generaldirektion Energie), National Technical University of Athens, AF Mercados EMI, Madrid, 25. Juni 2015, S. 9 und 136

⁷⁸ AIT Austrian Institute für Technology, BMI, BMLVS, Johannes-Kepler-Universität Linz, Technische Universität Wien et al.: Smart Grid Security Guidance (SG)²; Projekt im Rahmen des Programms KIRAS; Wien 2015, S. 46 und 42

⁷⁹ vergleiche Institut für Technikfolgen-Abschätzung der Österreichischen Akademie der Wissenschaften: Digitaler Stillstand. Die Verletzlichkeit der digital vernetzten Gesellschaft – Kritische Infrastrukturen und Systemperspektiven, März 2017, S. 52 und 37

sign). Anstatt entsprechend der Anregung des Datenschutzrats vom Februar 2011 eine interministerielle Arbeitsgruppe zum Thema einzurichten, begann eine Risikoanalyse erst Ende 2012. Die im Bericht vom Februar 2014 empfohlenen Maßnahmen waren noch in Umsetzung, als – nach den ursprünglichen Zielvorgaben der im April 2012 erlassenen IME-VO – schon 10 % der Zählpunkte über intelligente Messgeräte verfügen sollten.

Der RH kritisierte ferner, dass die Verordnungen der E-Control die Sicherheitsanforderungen für intelligente Messsysteme wenig systematisch regelten. Sie stellten punktuell auf Ausstattung, Prozesse, Geräte oder die gesamte Smart Meter-Infrastruktur ab. Nähere Bestimmungen für Kosten-Nutzen- und Sicherheitsabwägungen, auf deren Grundlage die Netzbetreiber über einen allfälligen Austausch von Geräten zu entscheiden hatten, fehlten. Nach Ansicht des RH wären solche v.a. für bereits vor Geltung der IMA-VO 2011 beschaffte Geräte (Bestandsschutz, siehe [TZ 29](#)) zweckmäßig.

Der RH wies darauf hin, dass die von der Europäischen Kommission empfohlene Übereinstimmung aller gegenwärtigen und künftigen Komponenten mit einschlägigen sicherheitsrelevanten EU-Normen nur als Hinweis in den Erläuterungen zur IMA-VO 2011 enthalten war (siehe [TZ 25](#)).

Der RH empfahl dem nunmehr zuständigen Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus sowie der E-Control, der IT-Sicherheit in der Elektrizitätswirtschaft strategisch hohe Aufmerksamkeit zu widmen und eine Verordnung gemäß § 83 Abs. 6 ElWOG 2010 in Betracht zu ziehen. Dazu sollten u.a. die Verfahren zur Gewährleistung des Stands der Technik einschließlich der Bestandsschutzregelung evaluiert werden.

41.3

(1) Laut Stellungnahme des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus werde es die Anregung prüfen, eine Verordnung gemäß § 83 Abs. 6 ElWOG 2010 in Betracht zu ziehen.

(2) Die E-Control verwies in ihrer Stellungnahme auf weitere Schritte, die sie infolge der Risikopotenzial-Analyse gesetzt habe, wie z.B. die Teilnahme am E-CERT Beirat, die Mitwirkung am CEER Workstream Cyber Security, die Mitwirkung an vorbereitenden Tätigkeiten zur nationalen Umsetzung der NIS-Richtlinie bzw. Einführung eines Cyber Security-Gesetzes.

Branchenspezifische Maßnahmen

42.1

(1) Der Risikoanalyse-Bericht vom Februar 2014 dokumentierte den erstmals durchgeführten Gefahrenidentifikations- und Bewertungsprozess für die Energiewirtschaft aus dem Blickwinkel der Versorgungssicherheit und IKT-Nutzung. Da Kommunikation (Sprache, Daten) hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit, Vertraulichkeit und Integrität gestört werden kann, wurden die Kommunikationsbeziehungen analysiert und in 15 Gefahrenfeldern abgebildet, von denen zwei Smart Meter betreffen. In Summe wurden 92 Risiken erfasst, davon war ein Drittel der Risikokategorie „Organisatorische Sicherheit“ zuzuordnen. Auch ein Drittel der 78 Maßnahmenvorschläge entfiel auf diese Kategorie.

Auf Basis der Maßnahmen der Risikoanalyse erstellten Arbeitskreise im Rahmen von „Österreichs Energie“ mit externer Begleitung in den Jahren 2013 bis 2015 mehrere Referenzdokumente, auf die sich die Netzbetreiber bei der Beschaffung der Geräte und Systemkomponenten stützen konnten.⁸⁰

(2) Diese Vorgangsweise entsprach einem funktionsorientierten Ansatz, bei dem staatliche Stellen und die Wirtschaft kooperieren, und der in hohem Maße auf der Eigenverantwortung der Unternehmen (Netzbetreiber) beruhte. Österreich orientierte sich damit an der EKI-Richtlinie 2008 der EU⁸¹.

Auf Basis der Nationalen IKT-Sicherheitsstrategie Österreich 2012 verpflichteten sich Branchenunternehmen freiwillig zur Umsetzung und Einhaltung von Sicherheitsstandards und branchenübergreifende Übungen mit staatlicher Koordination. Ebenso wurde ein branchenspezifisches IT-Notfallteam (AEC – Austrian Energy CERT) eingerichtet⁸². Diese Aktivitäten standen auch im Zusammenhang mit der bis Mai 2018 umzusetzenden Netz- und Informationssicherheits-Richtlinie (NIS-Richtlinie 2016)⁸³ der EU.

⁸⁰ Arbeitsunterlage zur Erstellung eines Lastenhefts laut IMA-VO (Juni 2013), Ende-zu-Ende-Verschlüsselung (Dezember 2014), Use Cases (April 2015), Arbeitsunterlage zur Erstellung eines Lastenhefts (Dezember 2015)

⁸¹ EU-Richtlinie 2008/114/EG des Rates vom 8. Dezember 2008 über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern (EKI-Richtlinie)

⁸² CERT steht für Computer Emergency Response Team (Notfallteam)

⁸³ Richtlinie (EU) 2016/1148 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. Juli 2016 über Maßnahmen zur Gewährleistung eines hohen gemeinsamen Sicherheitsniveaus von Netz- und Informationssystemen in der Union

(3) Die Verantwortung für die Sicherheit und die Testung von Geräte- und Systemkomponenten, die bisher der Anwender (z.B. Netzbetreiber) trug, sollte künftig beim Hersteller liegen durch

- herstellerunabhängige Anbieter (Intermediäre) zur Testung der Komponenten von intelligenten Messsystemen mit einheitlichen Standards in der Prüfung und Produktfreigabe (siehe [TZ 46](#)),
- Prüfroutinen und –protokolle und die Erstellung unabhängiger Prüfzertifikate für Smart Meter–Komponenten sowie
- eine Prüfung der durchgängigen Funktionalität und Sicherheit des Systems, d.h. der einzelnen Komponenten im Verbund mit den im System bereits vorhandenen Komponenten.

42.2

Der RH hielt fest, dass die Branchenunternehmen im Vorfeld der bis Mai 2018 umzusetzenden NIS–Richtlinie 2016 kooperative Strukturen im Bereich der IT– bzw. Cyber–Sicherheit errichteten. Zwischen Herstellern und Anwendern entwickelten sich neue, spezialisierte Funktionen im Bereich Prüfung und Zertifizierung. Diese konnten Risiken und die Wahrscheinlichkeit eines Schadens mindern, konnten Hersteller bzw. Subauftragnehmer jedoch auch entlasten und damit zu einer unklaren Verantwortung und Haftungsverteilung zwischen den Akteuren führen. Nach Ansicht des RH sollte eine ungeteilte Haftung des Auftragnehmers bzw. Herstellers die notwendige Dynamik für die Weiterentwicklung der Sicherheit der Geräte bzw. des gesamten Systems am ehesten gewährleisten.

Der RH empfahl dem nunmehr zuständigen Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus sowie der E–Control, Anreize zu schaffen für angewandte Forschungsk Kooperationen von Netzbetreibern etwa im Bereich der Sicherheitsanforderungen, der Widerstandsfähigkeit der IT–Infrastruktur sowie der Verantwortlichkeit von IT–Herstellern, Intermediären und Netzbetreibern.

42.3

Laut Stellungnahme des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus werde es die Empfehlung für angewandte Forschungsk Kooperationen von Netzbetreibern im Bereich der IT–Sicherheit prüfen.

Netz Niederösterreich GmbH

Projektorganisation

43.1

(1) Auf Grundlage der IME-VO des Wirtschaftsministers vom 24. April 2012 startete die Netz NÖ – eine Konzerntochter der EVN AG – Mitte 2012 das Projekt „Einführung Smart Metering in der EVN“. Die Federführung oblag der Netz NÖ, unterstützt durch Konzernfunktionen der EVN AG. Der Projektauftrag vom 5. Juli 2012 umfasste folgende Projektziele:

- Berücksichtigung aller relevanten Aspekte für die Einführung von Smart Metering (Strom),
- Einhaltung der gesetzlichen Bestimmungen,
- Ausstattung der Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten laut IME-VO sowie
- Optimierung von technischer Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit.

Funktionen für intelligente Netze (Smart Grids) definierte die Netz NÖ ausdrücklich als Nichtziele.

(2) Zu Projektbeginn richtete die Netz NÖ gemeinsam mit der EVN AG eine Projektstruktur und mehrere Projektgremien ein, u.a. einen Lenkungsausschuss sowie ein Projektkernteam, das Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Bereiche Betrieb, Zählerwesen und Kundenverrechnung der Netz NÖ umfasste, unterstützt durch Konzernfunktionen der Bereiche Recht, IT, Einkauf, Customer Relations, Datenschutz und Personalwesen. Bis November 2017 hielt der Lenkungsausschuss 22 Sitzungen ab.

(3) Datenschutz und IT-Sicherheit zählten zu den Schlüsselanforderungen der Netz NÖ. Der Projektauftrag vom 5. Juli 2012 thematisierte die offenen Rahmenbedingungen für Datenschutz, IT-Security und Übertragungstechnologie als Projektrisiko. Im ersten Halbjahr 2013 tauschte sich die Netz NÖ mit der niederländischen Branchenvertretung über einschlägige Risikoanalysen aus und nahm an einem Workshop zu Datenschutz- und Sicherheitsanforderungen in den Niederlanden teil.

Der Projekt-Lenkungsausschuss befasste sich mehrfach mit den Themen IT-Sicherheitskonzept, Risikoanalyse und den Anforderungen der EU-Datenschutz-Grundverordnung.

43.2 Der RH hielt fest, dass die Netz NÖ im Juli 2012, zwei Monate nach Kundmachung der IME–VO, ein Projekt zur Einführung intelligenter Messgeräte startete. Die Projektziele und –planungen stellten vorrangig auf die Erfüllung der gesetzlichen Anforderungen ab. Der Projektauftrag der Netz NÖ schloss – im Gegensatz zum Projekt der Netz OÖ (siehe **TZ 51**) – Komponenten bzw. Funktionen für intelligente Netze (Smart Grids) ausdrücklich aus.

Projektumsetzung

44 (1) Bereits im Oktober 2009, nach Kundmachung des Dritten Binnenmarktpakets, hatte die Netz NÖ ein erstes Pilotprojekt gestartet. Bis zum Geschäftsjahr 2015/16 entstanden für insgesamt sieben Pilotprojekte bzw. Feldversuche, v.a. zur Übertragungstechnologie, Datenzuverlässigkeit und Datenverfügbarkeit, in Summe Kosten von rd. 1,44 Mio. EUR.

(2) Laut der ursprünglichen Planung vom Dezember 2012 gliederte sich das Projekt in vier Phasen:

Tabelle 17: Projektumsetzung, Plan vom Dezember 2012

Zeitraum	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Umsetzungsphasen	Pilotprojekte bzw. Feldversuche										
			Beschaffung								
					Infrastruktur						
						Ausrollung, Kundenmanagement und Betriebsführung					
Ausrollungsquote						10 %	40 %	70 %	83 %	95 %	

Quellen: Netz NÖ; Darstellung: RH

Nach einer Startphase mit 10.000 Zählern im ersten Quartal 2015 sollte die Ausrollung wie in der IME–VO vorgesehen – 10 % bis Ende 2015, 70 % bis 2017, 95 % bis 2019 – erfolgen.

45.1 (1) In den Jahren 2012 bis 2015 tauschte sich die Netz NÖ intensiv mit am europäischen Markt etablierten Geräteherstellern, Telekommunikationsunternehmen und Netzbetreibern über Systemarchitektur, Datenübertragung, Datenschutz, Projektabläufe und Ausrollung aus. Mitglieder des Projektteams wirkten national und international in einschlägigen Foren und Gremien in Leitungsfunktionen bzw. als Mit-

gliedert mit.⁸⁴ Diese Gremien befassten sich u.a. mit Technologien im Mess- und Zählwesen, Sicherheitsanforderungen sowie der Datenschutzfolgenabschätzung.⁸⁵

(2) Der Beschaffungsvorgang der Netz NÖ entsprach weitgehend den im Rahmen der Branchenvertretung „Österreichs Energie“ erstellten Arbeitsunterlagen. Zur Risikominimierung setzte die Netz NÖ auf offene Standards, teilte die Gerätebeschaffung auf drei Hersteller auf und stellte die Interoperabilität der Geräte sicher. Um Stranded Costs zu vermeiden, trachtete sie danach, vor Ausschreibungsbeginn ein möglichst hohes Maß an Rechtssicherheit zu erlangen.

(3) Im zweiten Halbjahr 2013 ergab der Beschaffungsvorgang bei einem Ausschreibungspaket – aufgrund hoher Mindestanforderungen der Netz NÖ – eine zu geringe Zahl an präqualifizierten Bewerbern. Der Erhalt von gültigen Angeboten war damit nicht gewährleistet. Zudem ließ die 2013 geschaffene Opt-out-Möglichkeit (siehe **TZ 28** und **TZ 35**) nach Ansicht der Netz NÖ mehrere Auslegungen zu. Sie sah daher die zur Fortführung des Beschaffungsprozesses gebotene Umsetzungsreife des Projekts als nicht mehr gegeben und hob die EU-weite Bekanntmachung der Ausschreibungen im November 2013 wegen ungeklärter rechtlicher Fragen auf.

Erst im Juni 2015, nach Definition der Zählervarianten⁸⁶ (siehe **TZ 28**), erachtete die Netz NÖ eine diskriminierungsfreie Umsetzung des Opt-out-Rechts sowie die Funktionsfähigkeit der PLC-Datenübertragung⁸⁷ in technischer Hinsicht für gewährleistet. Sie nahm den Beschaffungsprozess wieder auf und schloss die Bestellungen (Geräte und IT-Infrastruktur) im Dezember 2015 ab.

(4) Die Hauptlieferanten der Netz NÖ konnten die Anforderungen der Smart Metering-Infrastruktur nicht standardmäßig erfüllen, sondern mussten zusätzliche Entwicklungsarbeiten leisten. In ihren Angeboten hatten sie die Projektdimension sowie den Zeitbedarf der Umsetzung unterschätzt.

Im Zuge der Auftragsabwicklung traten bei einem der Hauptlieferanten gravierende Probleme auf. Obwohl die Voraussetzungen für einen Ausstieg aus dem Liefervertrag vorlagen, entschied sich die Netz NÖ gegen eine Vertragsauflösung, weil dies

⁸⁴ z.B. im Rahmen von „Österreichs Energie“, in der Arbeitsgemeinschaft Austrian Energy CERT (Computer Emergency Response Team), im Österreichischen Verband für Elektrotechnik oder in der G3-PLC Alliance, einer internationalen Allianz zur Etablierung eines offenen Datenstandards für die Kommunikation bspw. zwischen Smart Meter und Zentralstelle

⁸⁵ Die EU-Datenschutz-Grundverordnung bzw. das nationale Datenschutz-Anpassungsgesetz 2018 verpflichtet Unternehmen und öffentliche Stellen, Risikoanalysen in Form von Datenschutz-Folgenabschätzungen (Data Protection Impact Assessment – DPIA) durchzuführen.

⁸⁶ in den „Sonstigen Marktregeln“ gemäß § 22 Energie-Control-Gesetz

⁸⁷ Bei der Datenübertragung über Stromleitungen verstärken Smart Meter die Kommunikation im Netzwerk. Opt-out-Fälle können die Qualität der Datenübertragung beeinträchtigen.

weitere drei Jahre Verzug bedeutet hätte. Sie stellte eigenes Personal für die Entwicklung bei und bestand auf einem wöchentlichen Monitoring. Ferner ließ sie die technische Leistungsfähigkeit des Herstellers durch ein externes Unternehmen erheben. Ab September 2016 machte sie eine Reihe von Pönale-Forderungen geltend.

(5) Nach den Ende-zu-Ende-Tests der Smart Meter-Infrastruktur (siehe [TZ 46](#)) sollte plangemäß die Phase „Ausrollung, Kundenmanagement und Betriebsführung“ beginnen. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit war eine gebietsweise Ausrollung (je Trafostation, Ortschaft) beabsichtigt. Zudem befassten sich das Projektmanagement und der Lenkungsausschuss mit der Kommunikationsstrategie für die Endverbraucher sowie der Betriebsführung des Systems.

45.2

Der RH stellte fest, dass die Netz NÖ vor Durchführung EU-weiter Ausschreibungen zur Beschaffung der Geräte und der Infrastruktur ein möglichst hohes Maß an Rechtssicherheit anstrebte. Eine EU-weite Bekanntmachung hob sie wegen einer zu geringen Zahl an präqualifizierten Bewerbern und offenen Fragen zu der 2013 geschaffenen Opt-out-Möglichkeit im November 2013 wieder auf. Aus Sicht der Netz NÖ verzögerten die in technischer Hinsicht erst Mitte 2015 getroffenen Klärstellungen zur Umsetzung der Opt-out-Möglichkeit den Beschaffungsvorgang um etwa zwei Jahre (siehe [TZ 28](#)). In der Folge führten Probleme der Lieferanten zu einem Verzug von voraussichtlich rund zwei Jahren gegenüber dem Terminplan laut Beauftragung. Weitere Verzögerungen waren nicht auszuschließen.

46

(1) Ein Mitarbeiter der EVN AG leitete im Jahr 2014 eine Arbeitsgruppe der österreichischen Elektrizitätswirtschaft, die – mit Unterstützung des European Network for Cyber Security (**ENCS**)⁸⁸ – den an Hersteller gerichteten Anforderungskatalog „Ende-zu-Ende Sicherheit für Smart Metering“ erarbeitete (siehe [TZ 42](#)).

(2) Die Netz NÖ plante, alle Komponenten der Smart Metering-Systemkette vor der Produktivsetzung einem Sicherheitstest durch eine darauf spezialisierte internationale Prüfstelle zu unterziehen. Im zweiten Halbjahr 2017 testete ENCS die Zähler der drei von der Netz NÖ beauftragten Hersteller.

Das Unternehmen hatte ein Informations-Sicherheits-Management-System (ISMS) in Anlehnung an ISO 27001 in Betrieb. Es beabsichtigte eine Anpassung dieses Systems an die Anforderungen der NIS-Richtlinie der EU vom Juli 2016, die bis Mai 2018 in nationales Recht umzusetzen war.

⁸⁸ European Network for Cyber Security (ENCS): Ein europäisches Netzwerk für Cyber-Sicherheit; eine Non-Profit Organisation zur Unterstützung der Entwicklung sicherer kritischer Energienetze und -infrastruktur. Mitglieder sind bspw. ENEL, Energie Steiermark, ENEXIS, EVN, Innogy, Kelag, Tennet, Vattenfall.

Anpassungen des Umsetzungsplans 2012

47.1 Die Vorgaben für die Ausrollung gemäß IME–VO, der ursprüngliche Umsetzungsplan der Netz NÖ sowie die erforderlichen Anpassungen bis September 2017 stellten sich wie folgt dar:

Tabelle 18: Anpassungen des Umsetzungsplans der Netz NÖ

	Zeitpunkt	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		in %								
IME–VO 2012	April 2012	10		70		95				
IME–VO, 1. Novelle	Dezember 2014	Projektplan		70		95				
IME–VO, 2. Novelle	Dezember 2017						80		95	
Umsetzungsplan	Dezember 2012	10	40	70	83	95				
1. Anpassung	September 2013			20	40	60	80	95		
2. Anpassung	September 2015			12	35	57	80	95		
3. Anpassung	Jänner 2017			1	27	54	81	95		
4. Anpassung	September 2017					12	35	58	81	96

Quellen: Netz NÖ; Darstellung: RH

Der erste Umsetzungsplan der Netz NÖ vom Dezember 2012 entsprach den Vorgaben der IME–VO. Ab dem Jahr 2013 kam es jedoch zu vier Terminanpassungen:

- 1. Anpassung: wegen Aufhebung eines Ausschreibungspakets sowie rechtlicher und technischer Unwägbarkeiten nach der EIWOG–Novelle 2013 (siehe [TZ 45](#));
- 2. Anpassung: nach Definition von drei Zählervarianten im Jahr 2015 (siehe [TZ 28](#));
- 3. Anpassung: wegen gravierender Probleme in der Auftragsabwicklung (siehe [TZ 45](#));
- 4. Anpassung: aktualisierter, mit dem Hauptlieferanten abgestimmter Terminplan.

47.2 Der RH hielt fest, dass der Umsetzungsplan der Netz NÖ vom September 2017 gegenüber dem ersten Umsetzungsplan vom Dezember 2012 insgesamt vier Jahre in Verzug war. Die Netz NÖ konnte damit die EU–Zielvorgaben (80 % Ausrollung bis 2020) nicht erfüllen. Auch die Erreichung des österreichischen Ziels von 95 % bis 2022 laut IME–VO i.d.F. 2017 war nicht gesichert. Der RH stellte anhand der ihm vorliegenden Unterlagen und der geführten Gespräche keine unternehmensinter-

nen Gründe fest, wie etwa Mängel in der Projektorganisation, die zu diesem Verzug wesentlich beitrugen.

Entwicklung der Projektkosten

48.1

(1) Nach den inzwischen erfolgten Auftragsvergaben schätzte die Netz NÖ – auf Basis von Informationen aus Kosten–Nutzen–Analysen sowie Marktrecherchen (siehe [TZ 45](#)) – die Kosten der Einführung intelligenter Messgeräte im November 2017 um rd. 26 % niedriger als im Juni 2013.

(2) Der Lenkungsausschuss befasste sich im Juni 2013 und im April 2014 mit Einsparpotenzialen, v.a. durch Prozessoptimierungen bei Ablesung, Lieferantenwechsel, Kundenwechsel, Tarifänderung und Inkasso. Zudem erwartete die Netz NÖ aus der Digitalisierung von Prozessen sowohl Nutzeffekte (v.a. weniger Ressourcen für Ablesung, Zählertausch und Wiedereinschaltung) als auch Mehrkosten in annähernd gleicher Höhe (v.a. für Betriebsführung und Störungsbehebungen der Smart Metering–Infrastruktur sowie für IT–Wartungskosten). Eine Reihe von Effekten war noch nicht abschätzbar (z.B. weniger Kundenreklamationen, Mehrkosten für Web–Portal–Anwendungen).

(3) Als bedeutendste Kostenfaktoren erachtete die Netz NÖ mittel– bis langfristig

- höhere Investitionskosten für das IT–Zentralsystem und das Kommunikationsnetzwerk,
- häufiger notwendige Ersatzinvestitionen wegen der kürzeren Lebensdauer der intelligenten Zähler (rd. 20 Jahre) im Vergleich zu konventionellen Zählern (rd. 40 Jahre) sowie
- den fehlenden Reifegrad der ersten Gerätegeneration, der nach der Erstinvestition bereits nach zehn bis maximal 15 Jahren eine Ersatzinvestition erfordern werde.

Für die zweite Gerätegeneration sei eine Lebensdauer von 20 Jahren zu erwarten. Die Investitionskosten je Zähler und Jahr würden sich laut Schätzung der Netz NÖ dann auf das Vierfache der konventionellen Zähler belaufen.

(4) Weiters verwies die Netz NÖ auf allfällig höhere Kosten für monatliche Verbrauchs- und Stromkosteninformationen, die auf Wunsch auch in Papierform kostenlos zu übermitteln waren.⁸⁹

48.2

Der RH hielt fest, dass sich die Einsparungen bzw. Mehrkosten durch Smart Metering nach Einschätzung der Netz NÖ in etwa ausgleichen würden. Einerseits würden Ressourcen bspw. zur Ablesung der konventionellen Zähler eingespart, andererseits würden höher qualifizierte Bedienstete für die Betriebsführung und für Störungsbehebungen im Bereich der Smart Metering-Infrastruktur benötigt.

Er wies darauf hin, dass sich – anhand der Schätzungen der Netz NÖ (ab der zweiten Generation der intelligenten Zähler, langfristig gesehen) – die Investitionsausgaben je Zählpunkt und Jahr auf nahezu das Vierfache erhöhen könnten. Der Grund dafür waren die geringere Lebensdauer und die höheren Investitionsausgaben für intelligente Zähler einschließlich Übertragungs- und Zentralsystem.

Operative Mehrkosten der Netz NÖ

49

(1) Die Netz NÖ ging stets davon aus, dass die E-Control die Kosten der Einführung intelligenter Messgeräte vollständig anerkennen werde.

(2) In den Geschäftsjahren 2010 bis 2015 fielen in der Netz NÖ Betriebskosten für die Einführung von Smart Metering in Höhe von rd. 3,20 Mio. EUR an. Die Netz NÖ machte diese bei der E-Control nicht als operative Mehrkosten geltend, weil es sich v.a. um laufende Personalaufwendungen für Pilotprojekte sowie für Projektmanagement und Beschaffung handelte.

(3) Im Jahr 2016 reichte die Netz NÖ bei der E-Control erstmals operative Mehrkosten in Höhe von rd. 340.000 EUR zur Anerkennung ein. Die E-Control erkannte diese Kosten im Bescheid 2017 nicht an, weil die Netz NÖ die angeforderte Begründung im Rahmen des Verfahrens nicht vorgelegt hatte.

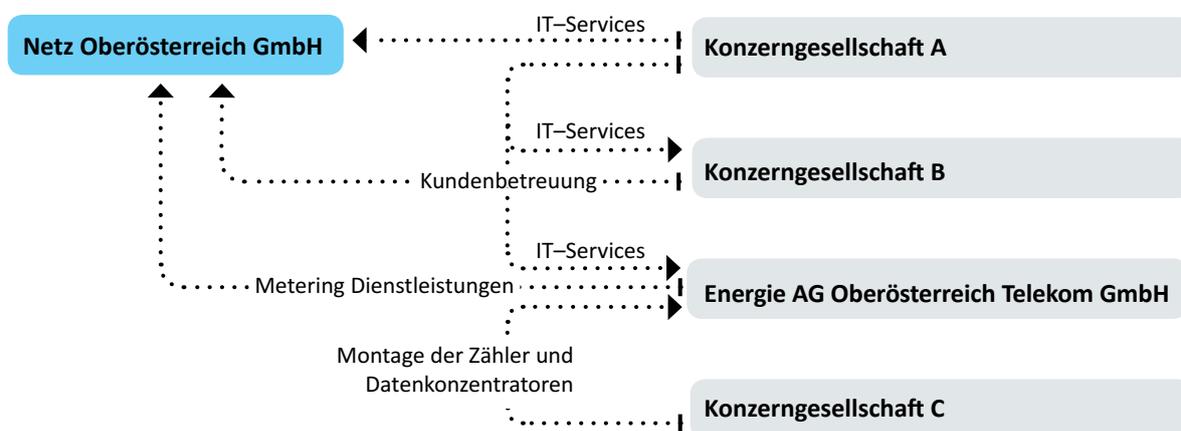
⁸⁹ gemäß § 81a Abs. 1 ElWOG 2010; die frühere Bestimmung in § 84 Abs. 2 ElWOG 2010 wurde mit der Novelle 2013 ergänzt. Bei gesonderter Rechnungslegung haben auch Netzbetreiber eine Stromkosteninformation zu übermitteln. Zusätzlich erhielt der Endverbraucher die Möglichkeit, die Informationen ablehnen zu können.

Netz Oberösterreich GmbH

Leistungserbringung im Konzern

50 Als Verteilnetzbetreiberin für Strom oblag der Netz OÖ auch der Aufgabenbereich „Metering Strom“ gegenüber Endverbrauchern, Behörden und Dritten. Die Netz OÖ kaufte diese Dienstleistung sowie die Montage-, Kundendienst- und IT-Leistungen im Konzern zu. Die Leistungserbringung für die Einführung und den Betrieb von Smart Metern erfolgte – im Rahmen konzerninterner Dienstleistungsverträge – durch mehrere Gesellschaften:

Abbildung 4: Erbringung von Smart Meter-bezogenen Leistungen im Konzern



Quellen: Netz OÖ; Darstellung: RH

Die Projektorganisation für „Metering Strom“ war der Energie AG OÖ Telekom GmbH (**Telekom OÖ GmbH**) zugeordnet.

Projektorganisation

51.1 Laut internem Konzernmodell wurden Investitionen ausschließlich bei der Konzernmutter Energie AG OÖ aktiviert. Deshalb veräußerte die Telekom OÖ GmbH die von ihr beschafften Smart Meter an die Energie AG OÖ, von der sie sie zur Erbringung der Metering-Dienstleistung pachtete. Die Leistungen (samt Finanzierungskosten) verrechnete sie im Rahmen eines Dienstleistungsvertrags der Netz OÖ weiter.

Die Modalitäten des Modells legte die Energie AG OÖ nicht schriftlich fest. Im Kostenprüfungsverfahren 2013 führte diese Form der Leistungserbringung zu Beanstandungen bzw. Kürzungen durch die E-Control (siehe **TZ 58**).

51.2

Der RH hielt kritisch fest, dass die Komplexität des Konzernmodells für Smart Metering – Kauf der Zähler, deren Aktivierung, Erbringung der Metering–Dienstleistungen und Verrechnung der Dienstleistungen (samt Finanzierungskosten) an die Netz OÖ durch unterschiedliche Konzerngesellschaften – die Nachvollziehbarkeit der Kosten erschwerte. Er verwies auf seine Ausführungen zur Kostenprüfung bzw. Kostenanerkennung durch die E–Control in **TZ 24** und **TZ 58**. Ferner kritisierte der RH, dass die Energie AG OÖ und ihre Tochtergesellschaften die Modalitäten des Konzernmodells nur zum Teil schriftlich festgelegt hatten.

Der RH empfahl der Netz OÖ, bei der Energie AG OÖ darauf hinzuwirken, Verträge (zumindest im regulierten Bereich) aus Gründen der Rechtssicherheit und Transparenz in Zukunft schriftlich abzuschließen.

Projektumsetzung 2002 bis 2012

52.1

(1) Laut Vorstands– und Aufsichtsratsunterlagen aus dem Jahr 2010 sei die Energie AG OÖ im Jahr 2002 vor folgenden Herausforderungen gestanden:

- baldiger Austausch zahlreicher mechanischer Zähler aus Altersgründen,
- hohe Personalressourcen für die Aufgabenerfüllung im Zählerumfeld (u.a. Ablese, Anlagensperrung, Zählerwechsel und Störungsbehebung),
- höhere Anforderungen an Markt– und Kundenprozesse infolge der Liberalisierung der Energiemärkte (u.a. häufigere Abrechnungen, Lieferantenwechsel, flexiblere Produkte),
- mittelfristig zu erwartende gesetzliche Vorgabe zur Einführung von Smart Metern sowie
- Gefahr, durch die Liberalisierung Stromkunden zu verlieren, weil die Strom– und Netzpreise der Energie AG OÖ über dem Durchschnitt der großen Anbieter lagen.

(2) Aus diesen Gründen führte der für Zählertechnik zuständige Bereich der Energie AG OÖ⁹⁰ im ersten Halbjahr 2003 Machbarkeitsuntersuchungen und eine Wirtschaftlichkeitsberechnung zur Einführung intelligenter Zähler durch.

Die Gegenüberstellung der Investitions– und Betriebskosten sowie Erlöse von konventionellen und intelligenten Zählern ergab, dass unter bestimmten Voraussetzungen die Gesamtkosten der Smart Meter nach etwa zwölf Jahren unter jenen der bisherigen Zähler liegen würden. Neben Einsparungen aus der Automatisierung

⁹⁰ Dieser Fachbereich wurde im Zuge der Strommarkt–Liberalisierung in die Netz OÖ ausgelagert.

und Optimierung der Prozesse sollten die Smart Meter durch zusätzliche Funktionen (z.B. zeitflexible Tarife) weitere Einsparungen bzw. zusätzliche Erlöse ermöglichen.

(3) Der Aufsichtsrat und der Vorstand der Energie AG OÖ stimmten im Herbst 2003 einer Zusammenarbeit der Energie AG OÖ mit einem Systemhersteller zur Entwicklung eines funktionsfähigen Systems zur Automatisierung von Zählerprozessen zu. Das Projekt der Netz OÖ umfasste – anders als jenes der Netz NÖ (siehe **TZ 43**) – auch Komponenten bzw. Funktionen für Smart Grids.

52.2

Der RH hielt positiv fest, dass die Energie AG OÖ bereits im Jahr 2003 aus Gründen der Prozessverbesserung eine Wirtschaftlichkeitsberechnung anstellte und begann, die Einführung eines intelligenten Messsystems vorzubereiten. Dies auch vor dem Hintergrund, dass von den Vorteilen eines solchen Systems nicht allein der Netzbetreiber, sondern über den Lieferanten auch die Kunden profitieren sollten (Multi Utility, zeitflexible Produkte, Home Automation).

53.1

(1) Im Frühjahr 2005 führte die Energie AG OÖ eine EU–weite Ausschreibung durch, an der sich acht Unternehmen beteiligten. Mit dem Bestbieter schloss die Energie AG OÖ im Mai 2005 einen Vertrag zur Einführung eines Automatisierten Metering– und Informationssystems mit vorerst 100.000 Zählern und einer Option auf weitere 300.000 Zähler ab.

(2) Die Telekom OÖ GmbH startete am 1. September 2006 plangemäß einen Integrationstest mit 1.000 Zählern. Aufgrund von Problemen des Lieferanten mit Systemfunktionen, eines Softwarefehlers (Februar 2012) und in weiterer Folge wegen der ab 2010 erlassenen rechtlichen Rahmenbedingungen verschoben sich die vertraglich vereinbarten Termine für den Probetrieb mit 10.000 Zählern und für die Ausrollung mit insgesamt 100.000 Zählern mehrfach, und zwar:

- der Integrationstest um eineinhalb Jahre,
- der Probetrieb um knapp zwei Jahre und
- die Ausrollung der ersten 100.000 Zähler um vier Jahre.

(3) Mit dem Projektstart im Jahr 2005 richtete die Energie AG OÖ eine Projektorganisation ein, die einen Lenkungskreis – bestehend aus Lenkungsteam, Projektmanagement und Projektcontrolling – und einen Projektbeirat umfasste. Dem Projektvorstand gehörten fachkundige Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sowie Führungskräfte des Energie AG OÖ–Konzerns an.

Für jede Umsetzungsetappe erteilte die Geschäftsführung der Netz OÖ einen Projektauftrag mit Projektbeschreibung, Zielen, Nichtzielen und Terminen. Über die Umsetzung bzw. Abweichungen vom Projektauftrag legte die Projektorganisation Statusberichte mit entsprechenden Erläuterungen vor.

53.2

Der RH hob hervor, dass technische Probleme sowie die ab 2010 geschaffenen rechtlichen Rahmenbedingungen zu mehrjährigen zeitlichen Verzögerungen führten. Die vertraglich vereinbarte Ausrollung der ersten 100.000 Zähler verschob sich um vier Jahre.

Projektumsetzung ab 2013

54.1

(1) Die rechtlichen Vorgaben⁹¹ zur Einführung intelligenter Messgeräte sowie die zeitlichen Verzögerungen gegenüber dem Hauptvertrag aus dem Jahr 2005 veranlassten die Netz OÖ im Jahr 2013, ihre Rollout-Strategie zu überarbeiten. Zur Erreichung des Ausrollungsziels von 95 % bis Ende 2019 gemäß IME-VO 2012 sah sie zwei Etappen vor:

- „Projekt 300“: Ziehung der Option für weitere 300.000 Zähler samt Infrastruktur; Projektstart: Juni 2013, Projektziel: 70 % Rollout bis Ende 2017;
- „Projekt Vollausbau“: Beschaffung weiterer Zähler bis zu einer Anzahl von rd. 530.000; Projektstart: März 2016, Projektziele: 70 % Rollout bis Ende 2017 und 95 % bis Ende 2019.

Im Frühjahr 2017 beschloss die Netz OÖ, das „Projekt Vollausbau“ noch zu erweitern:

- „Projekt Full Rollout“: Beschaffung weiterer rd. 17.000 Zähler samt Infrastruktur; Projektstart: April 2017, Projektziele: 70 % Rollout bis Ende 2017 und 99,5 % bis Ende 2019.

(2) In den Jahren 2013 und 2016, jeweils vor der Umsetzung der Projekte, holte die Telekom OÖ GmbH als Metering-Dienstleister Vergleichsangebote ein und wertete diese aus:

⁹¹ EIWOG 2010, IMA-VO 2011 und IME-VO

Tabelle 19: Auswertung von Vergleichsangeboten

	Abwägungen
Angebotsvergleich 2013	<ul style="list-style-type: none"> – Einzelne Alternativprodukte erzielten bei einigen wesentlichen Anforderungen eine höhere Punktezahl als der bisherige Lieferant. – Der Vergleich thematisierte auch, welche Technologie sich in Zukunft durchsetzen werde, die Zukunftsfähigkeit des verwendeten Systems und den Reifegrad der Alternativen. – Gegen einen Anbieterwechsel sprachen: technische Vorteile und Preisvorteile des bestehenden Systems, die Kosten eines Systemwechsels und die Mehrkosten eines vorübergehenden Parallelbetriebs.
Angebotsvergleich 2016	<ul style="list-style-type: none"> – Das Angebot lag bei den Investitionskosten um rd. 1 % unter den Kosten der bisherigen Zähler. – Ein Systemumstieg hätte zu Mehrkosten geführt (Ausrollungsverzug von voraussichtlich zwei Jahren, Parallelbetrieb von zwei Systemen und zusätzlicher Personalbedarf).
Entscheidung 2017: Erweiterung auf 99,5 % Ausrollungsquote	<ul style="list-style-type: none"> – 99,5 % Ausrollungsquote ermöglichte ein einheitliches System und vereinfachte den Betrieb. – Die Basistechnologie für Smart Grid-Entwicklungen werde damit im Gesamtnetz verfügbar. – Die Marktbeobachtung, welche Technologie sich in Österreich bzw. in Europa durchsetzen werde, werde fortgeführt. – Investitionskosten für den Ausbau auf 99,5 % standen Personaleinsparungen, Vorteile in der Betriebsführung und ein Zusatznutzen im Vertrieb gegenüber. – Projektamortisationsdauer: rd. 13 Jahre

Quellen: Netz OÖ; Darstellung: RH

(3) Nach Abwägung der Vor- und Nachteile und Verhandlungen mit dem bisherigen Lieferanten entschied die Telekom OÖ GmbH in beiden Fällen, das bisherige System beizubehalten. Der Aufsichtsrat der Energie AG OÖ erteilte dazu seine Zustimmung.

54.2

Der RH erachtete die Einholung von Vergleichsangeboten in den Jahren 2013 und 2016 als zweckmäßig, weil sich die Rahmenbedingungen gegenüber dem Hauptvertrag aus dem Jahr 2005 geändert hatten. Er wies jedoch auch darauf hin, dass die – in Folge des Dritten Binnenmarktpakets 2009 – eingetretenen Entwicklungen in der Zähler- und Kommunikationstechnologie sowie bei den einschlägigen EU-Normen letztlich auch die Zukunftsfähigkeit des Systems der Netz OÖ mitbestimmen.

55.1

(1) Der Metering-Dienstleister der Netz OÖ, die Telekom OÖ GmbH⁹², war seit 2008 gemäß ISO 27001 zertifiziert, die für Kundenbetreuung zuständige Konzerngesellschaft seit 2016 (siehe Abbildung 4, **TZ 50**). Im Fokus dieser Zertifizierung und der jährlichen Audits lag die organisatorische IT-Sicherheit mit entsprechenden Anforderungen an Sicherheitstests, Notfallpläne, die Gewährleistung einer kontinuierlichen Verbesserung und an entsprechende Schulungen des Personals.

⁹² vormalis Energie AG OÖ Data GmbH, Dienstleister der Netz OÖ

(2) Das Smart Meter–System der Netz OÖ wies zu den Anforderungen der IMA–VO 2011 bzw. den diesbezüglichen Branchenempfehlungen ab 2013 Abweichungen auf, weil das System bereits mehrere Jahre davor entwickelt worden war und auch über einen anderen Funktionsumfang verfügte. Aufgrund des Bestandsschutzes der IME–VO aus 2012 (siehe [TZ 29](#)) sah die Netz OÖ sich nicht verpflichtet, alle Anforderungen der IMA–VO 2011 nachträglich umzusetzen.

Allerdings relativierten gerade die Erläuterungen zu § 3 IMA–VO 2011 den Bestandsschutz: Die Verordnung definierte nur Anforderungen an die Geräte selbst und nicht die damit verbundene Kommunikations– und IT–Infrastruktur, weshalb die Netzbetreiber schon bisher angehalten waren, die gesamte Smart Meter–Infrastruktur so auszustatten, dass die Sicherheit, die Verschlüsselung und die Verhinderung des unbefugten Zugriffs von Dritten nach anerkanntem Stand der Technik gewährleistet waren.

(3) Die Netz OÖ veranlasste eine Prüfung, inwieweit ihr System den „Anforderungskatalog Ende–zu–Ende–Sicherheit“ von Ende 2014 (siehe [TZ 42](#)) erfüllte oder dahingehend nachgerüstet werden konnte. Sie ergab, dass einigen Anforderungen – etwa wegen fehlender Hardware–Voraussetzungen oder Speicherkapazitäten – nicht bzw. nur alternativ entsprochen werden konnte. Nach Aussage der Netz OÖ gewährleisteten die alternativen Maßnahmen ein ausreichend hohes Sicherheitsniveau; ferner entspreche das System vollinhaltlich dem 2014 von Österreichs Energie definierten Stand der Technik bestehender Smart Metering–Systeme.

(4) Die Netz OÖ nahm an Forschungsinitiativen und –projekten⁹³ zur Sicherheitsarchitektur von intelligenten Netzen (Smart Grids) teil. Dabei wurde ein für Österreich definiertes Modell auf Schwachstellen bzw. Gefährdungen analysiert; entsprechende Sicherheitsmaßnahmen wurden u.a. im Testlabor der Netz OÖ evaluiert. Laut Auskunft der Netz OÖ setzte sie daraus resultierende Empfehlungen zur Behebung von Schwachstellen um. Erkenntnisse aus diesen Forschungsprojekten flossen auch in den Anforderungskatalog „Ende–zu–Ende–Sicherheit“ von „Österreichs Energie“ ein (siehe [TZ 41](#)).

55.2 Der RH beurteilte die Teilnahme an einschlägigen Forschungsprojekten als zweckmäßig.

55.3 Laut Stellungnahme der Netz OÖ erfülle ihr System darüber hinaus fast alle Punkte jenes Anforderungskatalogs von „Österreichs Energie“, der die Mindestanforderungen an die Hersteller bei der Ausschreibung von Smart Meter–Systemen beschreibe

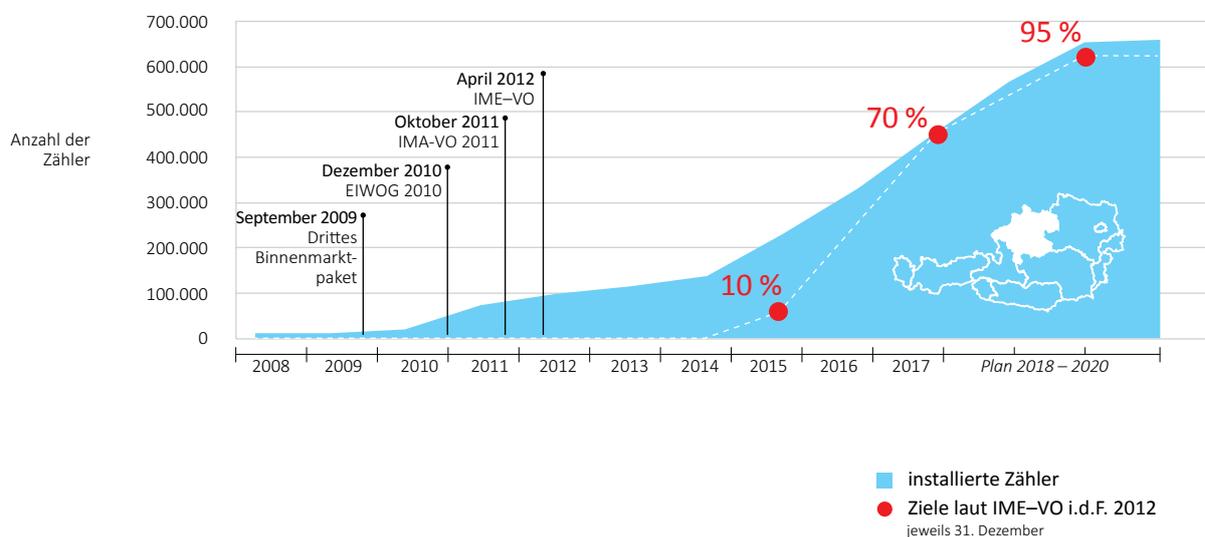
⁹³ Projekt Smart Grid Security Guidance (SG)², Forschungsinitiative „Referenzarchitektur für sichere Smart Grids in Österreich“ (RASSA), gefördert aus dem Österreichischen Sicherheitsforschungs–Förderprogramm KIRAS des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie bzw. der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG)

(siehe [TZ 42](#)). Wie bei Ausschreibungen in der Praxis üblich, würden einzelne Anforderungen im Zuge der Realisierung im Detail spezifiziert und gegebenenfalls auch alternativ umgesetzt, so auch in der Netz OÖ.

56.1

Die technischen Anpassungen der Smart Meter an die rechtlichen Rahmenbedingungen führten in den Jahren 2012 und 2013 zur vorübergehenden Drosselung des Rollouts. Ab der Optionsziehung im Jahr 2013 nahm die Telekom OÖ GmbH die Ausrollung wieder auf. Diese entwickelte sich im Verhältnis zu den Zielvorgaben laut IME-VO i.d.F. 2012 wie folgt:

Abbildung 5: Stand der Ausrollung Netz OÖ – Zielvorgaben laut IME-VO i.d.F. 2012



Quellen: Netz OÖ; Darstellung: RH

Wie die Grafik zeigt, lag die Netz OÖ im Jahr 2015 über der damals noch geltenden Zielvorgabe von 10 % Ausrollung. Das 70 %-Ziel bis Ende 2017 erreichte sie knapp.

56.2

Der RH hielt fest, dass die Netz OÖ bereits im Jahr 2003 die Entscheidung zur Einführung eines Smart Meter-Systems traf und im Jahr 2005 einen Vertrag darüber abschloss. Er hob jedoch hervor, dass die Anpassung an die ab dem Jahr 2010 in Österreich geschaffenen rechtlichen Rahmenbedingungen auch bei der Netz OÖ zu einer erheblichen Verzögerung führte. Sie erreichte das Ziel der IME-VO i.d.F. 2012 (70 % Ausrollung bis Ende 2017) knapp.

Entwicklung der Projektkosten der Netz OÖ

57.1 (1) Die Energie AG OÖ und in weiterer Folge die Telekom OÖ GmbH bzw. die Netz OÖ schlossen von Mai 2005 bis Mai 2017 Verträge über rd. 680.000 Zähler und rd. 110.000 Lastschaltgeräte inklusive Datenkonzentrator-Infrastruktur.

Die regelmäßig aktualisierten Kostenannahmen zeigten – u.a. aufgrund von Nachrüstungen an die Anforderungen der IMA-VO 2011 – einen Anstieg der geschätzten Gesamtkosten je Zähler. Zwischen Juli 2011 und Juli 2013 stiegen diese um rd. 41 %. Alleine der Preis der beschafften Geräte erhöhte sich zwischen der letzten Bestellung nicht IMA-VO-konformer Zähler (Oktober 2011) und der Zusatzvereinbarung aus 2012 (Lieferung von IMA-VO-konformen Zählern) um rd. 25 %. Zwischen den Jahren 2011 und 2017 stiegen die Gesamtkosten um rd. 35 %.

(2) Die Energie AG OÖ ging aufgrund ihrer Vorreiterrolle davon aus, dass die E-Control alle Mehrkosten der Smart Meter-Einführung anerkennen werde.

57.2 Der RH hielt fest, dass sich die von der Netz OÖ ursprünglich angenommenen Projektgesamtkosten wegen Nachrüstungen und Preisanpassungen nach dem Inkrafttreten der IMA-VO im Jahr 2011 bis zum Jahr 2017 um rd. 35 % erhöhten. Die Netz OÖ erwartete jedoch – auch unter den geänderten Rahmenbedingungen, die zusätzliche Kosten zur Folge hatten – langfristig Einsparungen durch eine nahezu 100 % Smart Meter-Ausrollung (siehe [TZ 58](#)).

Operative Mehrkosten der Netz OÖ

58.1 (1) Die Investitionskosten des Smart Meter-Systems der Netz OÖ wurden bis 2016 über den Investitionsfaktor abgegolten (siehe [TZ 24](#)).

Die Metering-Leistungen erbrachten verschiedene Konzerngesellschaften (siehe [TZ 50](#)), die ihre Leistungen grundsätzlich anhand von Produktpreislisten mit der Netz OÖ abrechneten. Aus diesen Verrechnungen ermittelte die Netz OÖ die operativen Mehrkosten (jeweils gegenüber der Kostenbasis 2011), die sie für die Jahre 2012, 2015 und 2016 bei der E-Control geltend machte. In den Jahren 2013, 2014 und 2017 fielen keine operativen Mehrkosten an.

(2) Im Jahr 2013 stellte die E-Control fest, dass die Netz OÖ für die Metering-Leistungen keine Ausschreibungen durchgeführt hatte und für die Produktpreise keine Kalkulationsgrundlagen nachweisen konnte. Um eine (unzulässige) Quersubventionierung im Rahmen des Konzernunternehmens durch den Netzbetreiber⁹⁴ zu verhindern, ermittelte die E-Control den fiktiven Übergewinn und zog diesen von der

⁹⁴ im Sinne des § 8 ElWOG 2010

Kostenbasis 2011 der Netz OÖ ab. Sie holte dazu ein Gutachten ein, das die Vorgangsweise als legitim und die Berechnungen als schlüssig erachtete.

(3) Ab dem Geschäftsjahr 2012/13 erfolgte die Abgeltung der Metering-Leistungen durch die Netz OÖ durch Pauschalen (für Betriebs- und Investitionskosten). In Reaktion auf die Prüfung der E-Control setzte sie nun keinen Gewinnzuschlag mehr an, sondern behandelte die Metering-Leistungen der Telekom OÖ GmbH wie Leistungserbringungen innerhalb der Netz OÖ.

Die E-Control ließ Pauschalierungen aus verwaltungsökonomischen Gründen zu, hatte jedoch deren Angemessenheit zu kontrollieren. Ein Vergleich der Pauschalen der Netz OÖ mit den Kosten anderer Netzbetreiber war mangels Vergleichsdaten⁹⁵ nur eingeschränkt möglich.

(4) In den Jahren 2013, 2014 und 2017 blieb die Netz OÖ bei den Metering-Betriebskosten unter der Kostenbasis 2011 und machte daher keine operativen Mehrkosten geltend. Die E-Control prüfte daher auch keine Verrechnungssätze. Da die von der E-Control für das Jahr 2016 ermittelten Stückkosten beträchtlich unter jenen des Jahres 2013 lagen, erachtete die E-Control die Kosten für angemessen und im Sinne der Anreizregulierung als effizient. Ursache der Unterschreitung waren – v.a. in den Jahren 2013 und 2014 – jedoch nicht Effizienzgewinne, sondern ein temporärer Ausrollungsstopp. Bei einer Unterschreitung der Kostenbasis 2011 sah das Kosten-Plus-System der E-Control jedoch keine Kürzung vor.

58.2

(1) Der RH wies kritisch darauf hin, dass die komplexe Form der Leistungserbringung und –verrechnung der Netz OÖ (siehe [TZ 51](#)) die Überprüfung der Kostenangemessenheit durch die E-Control erheblich erschwerte.

(2) Ebenso hielt er kritisch fest, dass die E-Control – mangels Vergleichsdaten anderer Netzgesellschaften – noch keine Kostenvergleiche anstellen konnte. Sie erkannte Pauschalen aus verwaltungsökonomischen Gründen an, obwohl sie deren Angemessenheit nicht überprüfen konnte, und überprüfte Verrechnungsansätze nicht, solange keine Mehrkosten geltend gemacht wurden. Lagen die tatsächlichen Kosten unter der Kostenbasis 2011, so nahm sie keine weiteren Kürzungen vor.

Dadurch bestand die Möglichkeit, dass ein Netzbetreiber etwaige Minderkosten infolge eines temporären Ausrollungsstopps als „Effizienzgewinn“ behalten konnte, und allfällige Mehrkosten bei späterer Aufholung des Rückstands im Wege der Kosten-Plus-Regelung ebenfalls anerkannt wurden. Der RH verwies auf seine Ausführungen und Empfehlungen zur Kostenprüfung in [TZ 24](#).

⁹⁵ In den vergangenen Jahren hatten erst wenige Netzbetreiber Smart Meter ausgerollt.

Schlussempfehlungen

59 Zusammenfassend hob der RH folgende Empfehlungen hervor:

Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus

- (1) Der weitere Verlauf der Einführung intelligenter Messgeräte sollte strategisch begleitet werden. Zu diesem Zweck sollten die interministerielle Kooperation mit den zuständigen Fachressorts für Cyber-Sicherheit, Datenschutz, Digitalisierung, Konsumentenschutz sowie Telekommunikation und Funk verstärkt und der Austausch mit Forschungs- und Wissenschaftsinstitutionen vertieft werden. (TZ 6)
- (2) Die Fachinformation und Kommunikation über das Vorhaben und seine strategische Bedeutung wären zu verbessern. (TZ 6)
- (3) Die Zuständigkeit für die wirtschaftliche Bewertung von finanziell bedeutenden Vorhaben wäre umfassend wahrzunehmen. Die Eckpunkte und Bedingungen der Beauftragung (Leistungsbeschreibung, Meilensteine, qualitätssichernde Maßnahmen) wären vorab festzulegen, um die Überprüfbarkeit der vereinbarten Leistung und die Objektivität und Qualität der Bewertung zu gewährleisten. (TZ 12)
- (4) Die Ergebnisse von wirtschaftlichen Bewertungen von Großvorhaben wären aus Gründen der Transparenz jedenfalls zu veröffentlichen; dies insbesondere dann, wenn die Finanzierung energiepolitischer Vorhaben nicht aus dem Budget, sondern letztlich über die Beiträge der Endverbraucher erfolgt. (TZ 22)
- (5) Es wäre ein geeignetes Regelwerk zu erarbeiten, um die Qualität von Entscheidungsgrundlagen für Großvorhaben zu verbessern (z.B. durch Erstellung eines Leitfadens für Studien und Analysen zur Politikberatung bzw. eines Kriterienkatalogs für das Qualitätsmanagement). Die konsequente Anwendung dieses Regelwerks wäre sicherzustellen. (TZ 22)
- (6) Im Einvernehmen mit den zuständigen Bundesministerien wäre die Erlassung einer Verordnung über den Schutz der Allgemeinbevölkerung vor der Einwirkung durch elektromagnetische Felder zu prüfen. (TZ 39)

E–Control

- (7) Projekte und Aktivitäten wären im Einklang mit der Rolle als Regulierungsbehörde zu verfolgen. Dabei wäre auf die der Regulierungsbehörde zur Verfügung stehenden Möglichkeiten und obliegenden Aufgaben Bedacht zu nehmen. (TZ 7)
- (8) Den gesetzlichen Berichtspflichten wäre sachgerecht nachzukommen. Dazu wären Kriterien und Begriffe, nach denen die Umsetzungsfortschritte zu erheben und zu berichten sind, klar und eindeutig zu definieren. (TZ 10)
- (9) Um die Qualität der wirtschaftlichen Bewertung von Großvorhaben nach wissenschaftlichen Standards zu sichern, wäre ein geeignetes Regelwerk (Leitlinien) einzuführen. Dabei wäre auf eine sachkundige und ausgewogene Expertise zu achten, z.B. durch Diversität der Fachrichtungen bzw. der fachlichen Positionen. (TZ 14)
- (10) Bei der Beauftragung von Studien wäre der Anschein einer Befangenheit durch geeignete Maßnahmen, z.B. eine externe, unabhängige Qualitätskontrolle, zu vermeiden. (TZ 14)
- (11) Der Auftraggeber von Studien sollte die Standards der wissenschaftlichen Integrität – Unabhängigkeit, Objektivität und Qualität sowie Überprüfbarkeit und Nachvollziehbarkeit – beachten und die Gründe für Änderungen im Berichtsentwurf dokumentieren. (TZ 17)
- (12) Im Rahmen einer Aktualisierung der Kosten–Nutzen–Analyse wären insbesondere die Einführungskosten zu erheben und darzustellen, wie sich deren Finanzierung über die Amortisationsdauer im Rahmen der bestehenden Messentgelte jährlich darstellt. (TZ 24)
- (13) Die operativen Mehrkosten der Smart Meter–Ausrollung wären sachgerecht zu erheben und auf ihre Angemessenheit zu überprüfen. Dazu könnten bspw. auf Basis der vom Aufsichtsrat genehmigten Business– und Ausrollungspläne der Netzbetreiber Vergleiche angestellt und anhand verfügbarer Daten aktualisiert werden. Eine Zuordnung der Netzbetreiber nach geeigneten Kategorien (z.B. Ausrollungsstrategie, Ausrollungsphase) sollte unternehmensübergreifende Anhaltspunkte für die Kostenanerkennung geben. (TZ 24)
- (14) Es wären Konzepte zu erarbeiten, die eine ex post–Feststellung der Gesamtkosten der Einführung intelligenter Messgeräte und eine Effizienzüberprüfung der Ausrollung ermöglichen. (TZ 24)

- (15) Die Zweckmäßigkeit der laut IMA-VO 2011 geforderten Multi Utility-Schnittstelle wäre im Fall der Netz NÖ abzuklären und, je nach Ergebnis, wäre entweder auf einer Umsetzung der Verordnung zu bestehen oder die IMA-VO 2011 bzw. die END-VO 2012 wäre anzupassen. (TZ 27)

Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus; E-Control

- (16) Zur Vorbereitung und Umsetzung energiepolitischer Großvorhaben wären strategische Eckpunkte zu formulieren und eine Projektorganisation mit klaren Rollen und Regeln für das Zusammenwirken einzurichten. Um die Qualität der Vorbereitung zu gewährleisten, sollte auch die Expertise aus Forschung und Wissenschaft beigezogen und die Einbindung maßgeblicher Interessengruppen gewährleistet werden. (TZ 8)
- (17) Eine qualitätsgesicherte Aktualisierung der Kosten-Nutzen-Analyse sollte – unter Berücksichtigung des aktuellen Stands der Smart Meter-Ausrol- lung – durchgeführt werden. (TZ 21)
- (18) Einschlägige Sachinformation zu elektromagnetischen Feldern sollte bereit- gestellt und auch mit verfügbaren österreichischen Untersuchungsergebnis- sen hinterlegt werden. (TZ 40)
- (19) Der IT-Sicherheit in der Elektrizitätswirtschaft wäre strategisch hohe Auf- merksamkeit zu widmen und eine Verordnung gemäß § 83 Abs. 6 ElWOG 2010 in Betracht zu ziehen. Dazu sollten u.a. die Verfahren zur Gewährleistung des Stands der Technik einschließlich der Bestandsschutzregelung evaluiert werden. (TZ 41)
- (20) Es wären Anreize für angewandte Forschungs Kooperationen von Netzbe- treibern im Bereich der Sicherheitsanforderungen, der Widerstandsfähigkeit der IT-Infrastruktur sowie der Verantwortlichkeit von IT-Herstellern, Inter- mediären und Netzbetreibern zu schaffen. (TZ 42)

Netz Oberösterreich GmbH

- (21) Gutachten und Untersuchungsergebnisse zu elektromagnetischen Feldern wären über weiterführende Links auf der Homepage der Netz OÖ zugänglich zu machen. (TZ 40)
- (22) Die Netz OÖ sollte bei der Energie AG OÖ darauf hinwirken, Verträge (zumin- dest im regulierten Bereich) aus Gründen der Rechtssicherheit und Transpa- renz in Zukunft schriftlich abzuschließen. (TZ 51)

Anhang A: Zuständigkeiten im Überblick

Einführung intelligenter Messgeräte – Zuständigkeiten (EIWOG 2010 i.d.g.F.)

Wirtschaftsministerium
Entscheidung über die Einführung intelligenter Messeinrichtungen (Verordnungsermächtigung¹) – nach Durchführung einer Kosten–Nutzen–Analyse (sowie Anhörung Regulierungsbehörde und Konsumentenschutz)
Festlegungen näherer Bestimmungen zum Stand der Technik (Verordnungsermächtigung²) – Bestimmungen zum „Stand der Technik“ für Netzbetreiber (sofern für Datenschutz und –sicherheit erforderlich)
E–Control (Regulierungsbehörde)
Bestimmung der Mindestanforderungen an intelligente Messgeräte (Verordnungsermächtigung³) – Messung und Speicherung von Zählerständen in einem Intervall von 15 Minuten – Speicherung der Werte für 60 Kalendertage im intelligenten Messgerät – Fernauslesung der im Gerät gespeicherten Daten über bidirektionale Kommunikationsschnittstelle – Unterbrechung und Freigabe der Anlage aus der Ferne – Abrufbarkeit der Daten durch den Endverbraucher über unidirektionale Kommunikationsschnittstelle
Regulierungsaufgabe – Berücksichtigung der Mindestanforderungen bei der Ermittlung der Kostenbasis gemäß § 59
Einbindung von Konsumentenschutz und Datenschutz, Informations– und Berichtspflichten – Konsumentenschutz, Datenschutzbehörde und Datenschutzrat weitestmöglich einbinden – Endverbraucher über allgemeine Aspekte der Einführung intelligenter Messgeräte informieren – jährlich über die Einführung der intelligenten Messgeräte Bericht erstatten (Monitoringbericht)
Festlegungen zur Verbrauchsinformation (Verordnungsermächtigung⁴) – Anforderungen an Form und Detaillierungsgrad der Verbrauchsinformation im Web–Portal verordnen
Netzbetreiber (Eigentümer der Messgeräte)
Verpflichtung zur Einführung intelligenter Messgeräte – jene Endverbraucher ausstatten, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird – über die Einführung Bericht erstatten (v.a. Kostensituation, Netzsituation, Datenschutz und –sicherheit) – Endverbraucher zeitnah über den Einbau und die Rahmenbedingungen informieren
Verpflichtungen gegenüber Endverbrauchern – der Wunsch eines Endverbrauchers, kein intelligentes Messgerät zu erhalten, ist zu berücksichtigen – Auslesung und Verwendung von Viertelstundenwerten nur auf ausdrücklichen Wunsch des Endverbrauchers, wenn der gewählte Liefervertrag oder die Aufrechterhaltung des Netzbetriebs es erfordert, und für statistische Zwecke – transparente und verständliche Information über die Rechte auf Zugang und Löschung von Verbrauchsdaten – spätestens sechs Monate nach Installation eines intelligenten Messgeräts: – Verbrauchswert einmal täglich und sämtliche Viertelstundenwerte im Messgerät erfassen und – diese Werte im intelligenten Messgerät für den Endverbraucher für 60 Kalendertage speichern – spätestens zwölf Stunden nach Auslesung kostenlose Zurverfügungstellung über kundenfreundliches Web–Portal: – jedenfalls der täglichen Verbrauchswerte und auf ausdrücklichen Wunsch auch der Viertelstundenwerte
Verpflichtungen beim Betrieb der intelligenten Messgeräte und bei der Datenverarbeitung – Betrieb entsprechend maß– und eichgesetzlicher bzw. datenschutzrechtlicher Bestimmungen sowie Stand der Technik – Betrieb und Kommunikation, auch zu externen Geräten, nach dem anerkannten Stand der Technik absichern, um Unberechtigten den Zugriff über den aktuellen Zählerstand hinaus nicht zu ermöglichen – nach dem Stand der Technik sind Vorkehrungen zu treffen für – eine sichere Identifizierung und Authentifizierung der Endverbraucher auf dem Web–Portal – sowie eine verschlüsselte Übermittlung der Daten – erhobene Verbrauchswerte sind an die jeweiligen Lieferanten für deren Verrechnung weiterzuleiten

¹ Intelligente Messgeräte–Einführungs–Verordnung (IME–VO), erstmals erlassen im April 2012

² Verordnung zum Stand der Technik (im Einvernehmen mit dem Bundeskanzler), wurde bis Ende 2017 nicht erlassen

³ Intelligente Messgeräte–Anforderungs–Verordnung (IMA–VO 2011)

⁴ Datenformat– und Verbrauchsinformationsdarstellungs–Verordnung (DAVID–VO 2012)

Anhang B: Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger

Anmerkung: Im Amt befindliche Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger in **Fettdruck**

E-Control

Aufsichtsrat

Vorsitz

Univ.–Prof. DDr. Walter Barfuß (23. Februar 2001 bis 15. März 2016)
Dr. Edith Hlawati (seit 15. März 2016)

Stellvertretung

Dr. Georg Obermeier (23. Februar 2001 bis 15. März 2016)
Dr. Dorothea Herzele (seit 15. März 2016)

Vorstand

DI Walter Boltz (24. März 2011 bis 25. März 2016)
DI (FH) Mag. (FH) Martin Graf, MBA (24. März 2011 bis 25. März 2016)
DI Andreas Eigenbauer (seit 25. März 2016)
Dr. Wolfgang Urbantschitsch (seit 25. März 2016)

Netz Niederösterreich GmbH

Aufsichtsrat

Vorsitz

Dipl.–Ing. Dr. Peter Layr (29. September 2005 bis 1. Oktober 2017)
Dipl.–Ing. Franz Mittermayer (seit 1. Oktober 2017)

Stellvertretung

Dr. Burkhard Hofer (29. September 2005 bis 23. März 2011)
Dipl.–Ing. Herbert Pöttschacher (29. September 2005 bis 1. Oktober 2013)
Mag. Stefan Szyszkowitz (seit 23. März 2011)
Dr. Felix Sawerthal (seit 1. Oktober 2013)

Geschäftsführung

Dipl.–Ing. Johannes Reindl (29. September 2005 bis 1. Oktober 2017)
Dipl.–Ing. Robert Essbüchl (seit 29. September 2005)
Dipl.–Ing. (FH) Werner Hengst (seit 1. Oktober 2017)

Netz Oberösterreich GmbH

Aufsichtsrat

Vorsitz

Ing. Mag. DDr. Werner Steinecker, MBA (16. Dezember 2014 bis 28. März 2017)
Dipl.–Ing. Stefan Stallinger, MBA (seit 29. März 2017)

Stellvertretung

Dr. Leopold Windtner (16. Dezember 2014 bis 7. März 2017)
Ing. Mag. DDr. Werner Steinecker, MBA (seit 29. März 2017)

Geschäftsführung

Dipl.–Ing. Dr. Walter Tenschert (1. Oktober 2006 bis 31. Oktober 2016)
Dipl.–Ing. Manfred Hofer, MBA (seit 19. Oktober 2005)
Dipl.–Ing. Michael Haselauer, MBA (seit 1. Jänner 2017)



**Rechnungshof
Österreich**

Wien, im Jänner 2019

Die Präsidentin:

Dr. Margit Kraker

**R
—
H**

